

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et
de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BECHICHE Malek et ZIOUECHE Sid Ahmed

-THÈME-

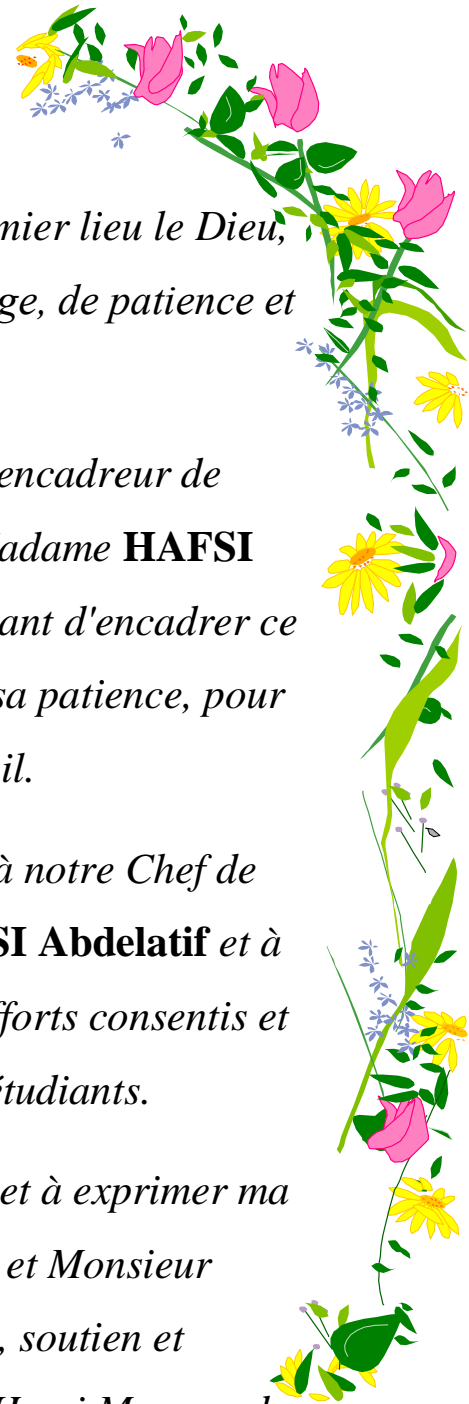
**ANALYSE ET ÉVALUATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE
ENTRE ÉCHECS ET REUSSITES DANS LE RESERVOIR QUARTZITE
EL HAMRA CHAMP HASSI TERFA**

Soutenu le : 05 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. GAREH Salim	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Co-rapporteur	M ^{me} HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. KHEBBAZ Mohammed El-Ghali	MAA	Univ. Ouargla

Remerciements



Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu le Dieu, le tout Puissant, de m'avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

*Nous tenons à remercier vivement notre encadreur de mémoire, Monsieur **MILOUDI Mustapha** et Madame **HAFSI Fadila**, pour l'honneur qu'il m'a accordé en acceptant d'encadrer ce travail. Nous le suivons très reconnaissante pour sa patience, pour son soutien tout au long de ce travail.*

*Nous exprimons mes profondes gratitudes à notre Chef de département « Production », Monsieur **BENSASSI Abdelatif** et à tous les enseignants de notre université pour les efforts consentis et les facilités qu'il met à la disposition des étudiants.*

*Nous tenons remercier très particulièrement et à exprimer ma profonde gratitude à Madame **BEKKA Liela** et Monsieur **AITMOUHOU B Smail** pour leurs conseils, soutien et leurs gentillesse incomparable durant mon stage Hassi Messaoud.*

*Nous remercions également tous les membres de jury Monsieur **GHAREH Salim** et Monsieur **KHEBBAZ Mohamed el-Ghali** d'avoir accepté d'évaluer ce travail.*

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail.



Dédicace

*Dieu tout puissant merci d'être toujours **auprès de**
moi,*

*Au nom de l'amour de l'obéissance et du respect, je dédie ce travail à
A ma chère Mère et mon cher père **allah yarahmo** pour tous leurs
sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au
long de mes études,*

*A mes chers frères pour leur appui et leurs encouragements,
A ma chère Sœur pour son encouragement et son soutien moral,
A mes chers amis, **Zola, rayane, sido, leila, hadjer, ikram, sirine,**
Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit
de votre soutien infallible,
Merci d'être toujours là pour moi.*

Ma Sak



Dédicace

*Au nom de l'amour de l'obéissance et du respect, je dédie ce travail,
A ma chère Mère et mon cher père pour tous ses sacrifices, son amour, ses
prières*

*A ma chères Sœur pour leurs encouragements et leur soutien moral,
A mes chers amis pour leurs encouragements et leur soutien infaillible,*

A toute ma famille,

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit
de votre soutien infaillible,*

Merci d'être dans ma vie.

Sidahmed



Résumé

Ce travail consiste à faire l'étude sur l'application de la fracturation hydraulique dont l'objectif de montrer que n'est pas toujours la fracturation hydraulique donnent un gain de production. Notre travail de faire une étude statistique sur les puits fracturées dans le champ HTF et étudiée les critères de choix d'un puit pour la fracture, expliquer le déroulement de l'opération de la fracturation hydraulique, après interpréter les résultats obtenus. Cette étude a été réalisé sur les deux puits HTFN9 (cas de réussite) et HTFN5 (cas d'échec) dans le champ Hassi Tarfa Quartzite El Hamra.

Mots clés : puits HTFN9 HTFN5, fracturation, production.

Abstract

This work consists in doing a study on the application of hydraulic fracturing whose objective to show that hydraulic fracturing is not always give a production gain. Our work to do a statistical study on fractured wells in the HTF field and studied the criteria for choosing a well for the fracture, explain the operation of hydraulic fracturing, after interpreting the results obtained. This study was conducted on the two wells HTFN9 (Success Case) and HTFN5 (Failure Case) in Hassi Tarfa Quartzite El Hamra field.

Key words: HTFN9 HTFN5 well, fracturing, production.

ملخص

يتمثل هذا العمل في إجراء دراسة حول تطبيق التكسير الهيدروليكي الذي يهدف إلى إظهار أن التكسير الهيدروليكي لا يعطي دائمًا مكاسب إنتاجية. يشرح عملنا لإجراء دراسة إحصائية على الآبار المكسورة في مجال HTF ودراسة معايير اختيار بئر للكسر، تشغيل التكسير الهيدروليكي، بعد تفسير النتائج التي تم الحصول عليها. أجريت هذه الدراسة على البئرين

HTFN9 (حالة النجاح) HTFN5 (حالة الفشل) Hassi Tarfa Quartzite El Hamra.

الكلمات المفتاحية : البئرين HTFN9 و HTFN5، الإنتاج، التكسير

SOMMAIRE

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	IV
Introduction général.....	1

Généralité sur le champ HTF

I.1.Introduction.....	3
I.2. Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa.....	3
I.2.1. Situation géographique du champ de Hassi Terfa.....	3
I.2.2. Situation géologique du champ Hassi Terfa.....	4
I.3. Historique du développement de Hassi Elterfa.....	5
I.4.1. Situation des puits.....	7
I.4.2. Analyse de la production d'huile.....	7
I.4.3. Analyse de la pression.....	8
I.4.4. Les problèmes d'exploitation.....	9
I.5.Caractérisation géologique des Quartzites hamra de l'HTF.....	9
I.5.1. Introduction.....	9
I.5.2. Découpage du réservoir.....	9
I.5.3. Essai de caractérisation des Quartzite d'EL HAMRA.....	11
I.5.4. Rapport matrice fracture.....	12
I.5.5. Distribution spatiale des fractures.....	13
I.5.6. Conclusion.....	13

Généralités sur la fracturation hydraulique

II.1. Introduction	14
II.2. Les endommagements	14
II.2.1. Définition.....	14
II.3. Définition et principe de la fracturation hydraulique.....	15
II.4. But de fracturation hydraulique	15
II.5. Historique de la fracturation.....	16
II.6. Notions de base sur la fracturation hydraulique	16
II.6.1. Notion de contrainte.....	16
II.6.2. Les propriétés mécaniques des roches	17
II.6.3. Géométrie de la fracturation.....	18
II.6.4 La pression d'initiation et d'extension de la fracture	19
II.6.5. Fluide de fracturation.....	19
II.6.6. Agent de soutènement.....	20
II.6.7. Les additifs.....	20
II.6.8. Conductivité adimensionnelle de la fracture	21
II.6.9. Modèles de calculs des fractures.....	21
II.7. Réalisation d'une fracturation hydraulique.....	25
II.7.1. Critères sur le choix des puits à fracture	25
II.7.3. Les problèmes de fracturation hydraulique	30
II.8. Conclusion.....	31

Etude & Evaluation de fracturation hydraulique

III.1. Introduction.....	32
III.2. Etude Statistique des puits fracturées dans champ Hassi Tarfa.....	32

III.3. Partie I : cas de réussite (puits HTFN9)	35
III.3.1. Historique de production	35
III.3.2. Localisation du puits	35
III.3.3. Etude de la faisabilité de la fracturation hydraulique sur le puits HTFN9 ..	36
III.3.4. Programme de la Fracturation hydraulique de puits HTFN9	41
III.3.5. Déroulement de la fracturation hydraulique du puits HTFN9	42
III.3.6. Evaluation économique	66
III.3.7. Interprétation	68
III.4. Partie 2 case d'échec HTFN5	71
III.4.1. Historique	71
III.4.2. Localisation du puits	71
III.4.3. Etude de la faisabilité de la fracturation hydraulique sur le puits HTFN5	72
III.4.4. Programme de la Fracturation hydraulique de puits HTFN5	76
III.4.5. Déroulement de la fracturation hydraulique du puit HTFN5	77
III.4.7. Evaluation de la fracturation hydraulique	87
III.5. Conclusion	89
Conclusion générale	90
Recommandation	91
Bibliographie	V
Résumé	VII

Liste des abréviations

HTF	Hassi Tarfa	/
QH	Quartzit El Hamra	/
Af	Surface de la fracture	ft ²
Bg	Facteur volumétrique d'huile	m ³ /stdm ³
B0	Facteur volumétrique	m ³ /stm ³
C	La compressibilité	Psi ⁻¹
Cf	Coefficient de la fracture	ft/psi
CL	Coefficient de filtration	ft/ $\sqrt{\text{min}}$
Cpf	Concentration final en proppant	ppg
Cp	Concentration des agents de soutènements (Proppant)	lb/ft ²
$\overline{C_p}$	Concentration moyenne en proppant	ppg
E	Module de Young	Mpsi
E'	Module de déformation plane	Mpsi
FCD	La conductivité adimensionnelle	/
FOI	Taux d'augmentation (Folds Of Increase)	/
G	Module de cisaillement	Psi
GF	Gradient de fracturation	Psi/ft
GOR	Rapport débit gaz par rapport à l'huile	m ³ /m ³
H	Hauteur de la couche	(ft) ou (m)
hf	Hauteur de la fracture	(ft) ou (m)
ISIP_S	Surface hole instantanus shutting pressure	psi
ISIP	Instantanus shutting pressure	Psi
ISIP_{BH}	Bottom hole instantanus shutting pressure	Psi
K	Perméabilité de la formation ou la zone vierge	Darcy
Kf	Perméabilité de la fracture	Darcy
Kh	La conductivité	md.ft
KL	Coefficient dépendant de l'efficacité	/
Ks	Perméabilité aux abords du puits ou zone endommagée	Darcy
LLP_{BH}	Bottom hole last pressure pumping	Psi
LPP_S	Surface hole last pressure pumping	Psi
mproppant	Masse du proppant	Klbs

Pc	Pression de fermeture de la fracture	Psi
Pext	Pression d'extension de la fracture	Psi
Pf	Pression de fracturation	Psi
Pg	Pression de gisement	Psi
PHB	Bottomhole pressure	Psi
Plnj	Pression d'injection	(psi)
Pnet	Pression nette dans la fracture	Psi
Pp	Pression des pores	Psi
Pwf	Pression à la paroi du puits	(atm) ou (psia)
ΔP_{BH}	Pertes de charge aux abords du puits	Psi
$\Delta P_{Pipe\ friction}$	Pertes par friction	Psi
ΔP_{Total}	Pertes de charge totale	Psi
Qinj	Débit d'injection	bbbl/min
Q_{Avant frac}	Débit de production avant la fracturation	(m ³ /h) ou (bbbl/j)
Q_{Après frac}	Débit de production après fracturation	(m ³ /h) ou (bbbl/j)
ΔQ	Gain en production	m ³ /h
re	Rayon de drainage	(cm) ou (ft)
rs	Rayon d'endommagement	(cm) ou (ft)
rw	Rayon du puits réel	Ft
Rw'	Rayon du puits effectif	Ft
S	Facteur skin	/
Sc	Skin de colmatage	/
Sd	Skin de déviation	/
So	Saturation en huile	%
Sw	Saturation en eau	%
T	Temps de l'enregistrement	Min
tp	Temps de pompage	min
tpad	Temps d'injection du pad	min
Vf	Volume de la fracture	ft ³
Vi	Volume total injecté	bbbl
Vpad	Volume du PAD	ft ³
Wf	Largeur de la fracture	(ft) ou (m)
\overline{W}_f	Largeur moyenne de la fracture	in
Wfp	Largeur soutenue par le proppant	in
Xf	Demi-longueur de la fracture	(ft) ou (m)

β	Facteur géométrique	/
ε	Déformation	/
η	Efficacité du fluide	%
ν	Coefficient de poisson	/
ρ	La densité	g/cm^3
ρ_p	Masse volumique du proppant.	lb/ft^3
σ_{eff}	Contrainte effective	Psi
Φ_p	Porosité du proppant	%
τ	contrainte de cisaillement	τ
Σ_i	Contraintes principales totales	psi
σ_i	Contraintes principales effectives	psi
Φ_p	Porosité du proppant	%

Liste des tableaux

Tableau II. 1. Comparaison des modèles (PKN) et (GDK).....	20
Tableau III. 1: Complétion de puits HTFN9	34
Tableau III. 2: Données liées au réservoir	35
Tableau III. 3: Résultats de dernier jaugeage avant frac	35
Tableau III. 4 : Stage de pompages	38
Tableau III. 5: Paramètres déduits de thermo log sur localisation de la fracture.	44
Tableau III. 6 : Les données nécessaires pour le tracé de $P_{BH} = f(G(\Delta T_D))$	51
Tableau III. 7 : Résultats d'efficacité et coefficient de filtration à partir G-fonction.....	56
Tableau III. 8: Propriétés du proppant HSP.	59
Tableau III. 9: Résultats obtenus du simulateur « DATA FRAC ».....	60
Tableau III. 10: Comparaison des paramètres calculés et celles de simulateur.	61
Tableau III. 11: Design Frac cade , Traitement principal, HTFN9.	62
Tableau III. 12: Géométrie de la fracture après le Mainfrac, HTFN9.....	64
Tableau III. 13: Premier jaugeages après fracturation.....	64
Tableau III. 14: Coût en volume équivalent (bbl).	65
Tableau III. 15: Délai d'amortissement ou Pay Out Time.	65
Tableau III. 16. Les données de mesures DST.....	73
Tableau III.17. Les données des puits voisin de HTFN5.....	74
Tableau III.18. Stage de pompages.....	77
Tableau III.19. Stage de pompage de teste d'injectivité.....	78
Tableau III.20. Stage de pompage de teste Mini frac.....	79
Tableau III.21. Le géomètre de frac après le Mini frac HTFN5.....	80
Tableau III.22. Les données de modèle input.....	82

Tableau III.23. Le géomètre du facteur après calibration.....	84
Tableau III.24. Stage de pompage de Main frac.....	84
Tableau III.25. La géométrie de la fracture après la calibration HTFN5.....	86
Tableau III.26. Jaugeage avant et après la fracturation.....	87
Tableau III.27. L'ensemble des opérations de nettoyage de puits HTFN5.....	88

Liste des figures

Figure I. 1. Carte de position de Hassi Terfa.....	3
Figure I. 2. Carte de la situation géologique.	4
Figure I. 3. Nombre des puits forés par les années.....	6
Figure I. 4. Carte de cumule de production d'huile par puits.....	7
Figure I. 5. Pression de gisement.	8
Figure I. 6. Log composite de réservoir QH de Hassi Terfa.	10
Figure I. 7. system de flux (BEICIP 2009).....	11
Figure I. 8. corrélation imagerie carotte de QH de Hassi Terfa (HTF15).....	12
Figure I. 9. Relation fracture faille.	13
Figure II. 1. Schéma de fracture vertical à une seule.	14
Figure II. 2. L'évolution de la pression au cours d'une fracturation.	15
Figure II. 3. Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK.....	18
Figure II. 4. Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN.....	19
Figure II. 5. Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle Radial.	20
Figure III. 1: Représente statistiques des opérations de fracturation pour champs HTF...	29
Figure III. 2: Carte de positionnement du puits HTFN9.....	32
Figure III. 3: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.....	33
Figure III. 4: Graphe expliquant les données DST.	34
Figure III. 5 : Le potentiel du puits HTFN9 basée sur les données DST.....	36
Figure III. 6: Le potentiel du puits HTFN9 basée sur le dernies jaugeage.....	37
Figure III. 7: Le potentiel du puits HTFN9 basée sur IP.	37
Figure III. 8: Test d'injectivités de HTFN9.....	40
Figure III. 9: Analyse de test d'injectivité par la méthode G-function.....	41
Figure III. 10: Enregistrement de test du mini frac de HTFN9.	42
Figure III. 11: Analyse de mini frac par méthode G-function.	43

Figure III. 12 : Thermo Log du puits HTFN9.	45
Figure III. 13: Détermination de la pression de fracturation, MinifracHTFN9.	46
Figure III. 14: Détermination de L'ISIPBH, MinifracHTFN9.	47
Figure III. 15: Détermination de L'ISIPSR, MinifracHTFN9.	47
Figure III. 16: Détermination de la pression de fermeture par la racine carrée du temps, Minifrac.	49
Figure III. 17: Détermination de la (PC) par la fonction-G, MinifracHTFN9.	52
Figure III. 18: Plot de la pression nette, MinifracHTFN9	53
Figure III. 19: Détermination de la pente relative à la fonction-G.	55
Figure III. 20 : Enregistrement complet du traitement principal HTFN9.	63
Figure III. 21. Profil de la fracturation après calibration de la pression.	63
Figure III. 22. HTFN9 field structural map.	67
Figure III. 23. HTFN9 Breakouts	67
Figure III. 24. HTFN9 Breakouts Orientation.	68
Figure III.25. Localisation du puit HTFN5.	68
Figure III.26. Interprétation les données de DST de puit HTFN5.	72
Figure III.27. Les pressions de réservoir de HTFN5 et les puits voisins.	73
Figure III.28. Le profil des contraintes du puit HTFN5.	75
Figure III.29. Simulation de la production en fonction demi-longueur de la fracturation.	75
Figure III.30. Simulation de la production en fonction la largeur de la fracturation.	76
Figure III.31. Test d'injection et réformât de HTFN5.	78
Figure III.32. Enregistrement du test de Minifrac d'HTFN5.	79
Figure III.33. Le log de température du puit HTFN5.	80
Figure III.34. Détermination de la (PC) par la fonction-G, Minifrac HTFN5.	81

Figure III.35. Calibration de la pression de minifrac.....	83
Figure III.36. Profil de la fracturation après la calibration de la pression.....	83
Figure III.37. Enregistrement du test de mainfrac d’HTFN5.....	85
Figure III.38. Pression de mainfrac après calibration.....	85
Figure III.39. Profil de la fracturation après calibration de la pression.....	86
Figure III.40. Profil de conductivité de la fracturation.....	86
Figure III.41. La comparaison entre profile de stress et thermo loge de la frac 2018/2021.....	88

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Le pétrole, du latin **Petra Oléum** « huile de pierre », est une roche liquide carbonée, ou huile minéral. Son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car il fournit le quasi-totalité des carburants liquides.

Mais malheureusement que la qualité et la quantité de cette énergie fossile dépend, non seulement des problèmes rencontrés au cours de l'exploitation de cette dernière, mais aussi de la nature et caractéristiques pétro-physiques de la roche, sans oublier les conditions d'exploitation.

Pour atteindre le meilleur taux de récupération, des techniques de stimulation sont introduites pour remédier aux problèmes que peut rencontrer la production d'un puits pétrolier. Elles ont pour but de restaurer ou d'améliorer les caractéristiques du réservoir naturelles ou modifier par un endommagement.

Parmi les nombreuses méthodes de stimulation, citons-nous l'acidification ; la fracturation acide ; la fracturation hydraulique, mais on se limite seulement sur la stimulation par la fracturation hydraulique qui est l'objectif de cette présente étude. Il convient donc, avant toute opération de fracturation de procéder à une étude complète dans tous les côtés surtout le côté économique, car c'est une opération précieuse et coûteuse.

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche, un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation par l'injection d'un fluide plus ou moins visqueux sous une pression, qui soit supérieur à la pression de fracturation, d'une manière à faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers le puits.

Notons que, ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant, à cause d'un problème de colmatage, et/ou parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible, dont cette dernière est suffisamment consolidée, à fin d'avoir un contraste de conductivité suffisant entre fracture et la formation.

L'application de la fracturation ne cesse pas seulement dans le domaine pétrolier, mais elle est applicable dans d'autres domaines, tel que le domaine industriel (Le stockage des déchets industriels, L'exploitation minière de certains gisements (charbon)).

Introduction générale

Notre travail est structuré en trois chapitres

La présentation du champ de Hassi Terfa du point de vue géologique, géographique et pétro-physique a été abordée dans le premier chapitre. Le second chapitre nous avons donné des généralités sur la fracturation hydraulique ; fluides de fracturation ainsi que les agents de soutènement...

Dans le troisième chapitre (étude de cas) :

- On a fait une étude statistique des puits fracturés dans le champ HassiTerfa. En outre ce chapitre contient une comparaison de l'aspect opérationnel, technique et économique des opérations de la fracturation, entre un cas de fracturation réussi et un autre échoué ; au niveau du gain du débit.
- La première partie est consacrée à l'étude du puits HTFN9, où la fracturation est réussie, dont on donnera l'explication de la procédure de fracturation hydraulique, l'interprétation des résultats, la prédiction de la géométrie de fracture et l'évaluation de l'opération.
- La seconde partie est consacrée à l'étude du puits non réussi HTFN5 (échec)

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion et des recommandations.

Chapitre 1

Introduction

Une localisation géographique et stratigraphique s'avère indispensable au premier lieu afin de localiser le champ et le réservoir en question. Nous passons également en revue sur l'évolution du forage et l'analyse de l'historique de production dans le champ, les problèmes d'exploitations ainsi que l'analyse des pressions enregistrés dans les différents puits au fil du temps.

Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa

Situation géographique du champ de Hassi Terfa

Le champ de Hassi Terfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud.

Il est limité par :

- Les parallèles 31° et 32° Nord.
- Les méridiens 6° et 7° Est. [4]

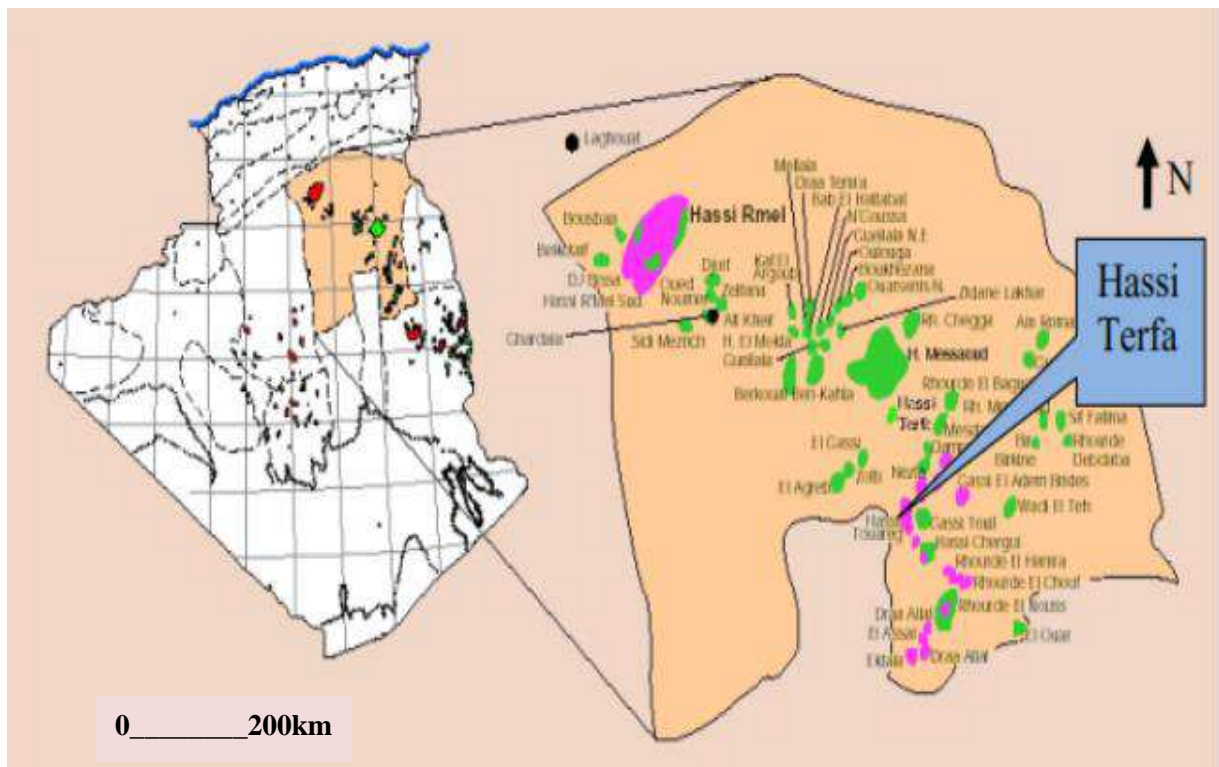


Figure I. 1. Carte de position de champ Hassi Terfa. [4]

Situation géologique du champ Hassi Terfa

La structure de Hassi Terfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Terfa est limité par :

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- Structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest.
- A l'Est est situé le champ de Mesdar.
- Au Sud on a le champ d'El Gassi. [3]

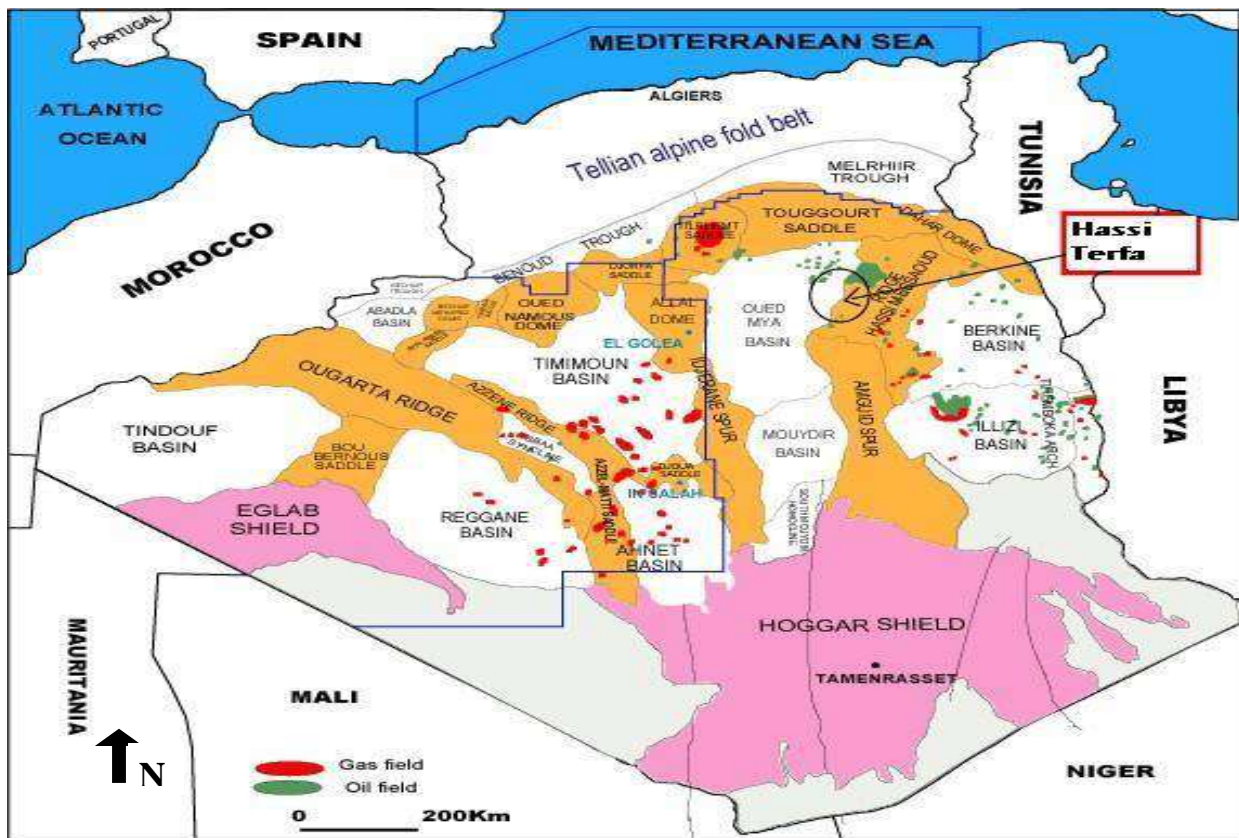


Figure I. 2. Carte de la situation géologique de champ Hassi Terfa. [3]

Historique du développement de Hassi Terfa

Le bassin d'Oued Mya est l'une des régions les plus productives d'Algérie avec les gisements de Haoud Berkaoui, Berkaoui – Benkahla, Guellala, Kef El Agroub, Drâa Et Tamra, et Boukhezane.

Hassi Terfa c'est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec 39 puits entre producteur, sec et fermé.

Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999. Il est situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Les réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères suite au forage, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile.

Les puits HTFN-1 et HTF- 2 ont été forés en 2001 dans le but de la délimitation de la structure.

Ces puits avaient pour but d'évaluer les Quartzites de Hamra productifs dans le puits HTF-1.

En septembre 2001 le puits HTF-3 a été foré, ces objectifs étaient les suivants :

- Évaluer les Quartzites de Hamra.
- Tester leurs potentiels dans les limites de la fermeture structurale.
- Délimiter l'extension du réservoir ordovicien dans cette structure.
- Confirmer le volume des réserves prouvées dans le compartiment Est de la structure.

En mai 2005 le puits HTF-4 a été réalisé dans le but d'évaluer les Quartzites de Hamra et les grès de cambriens des niveaux Ri et Ra.

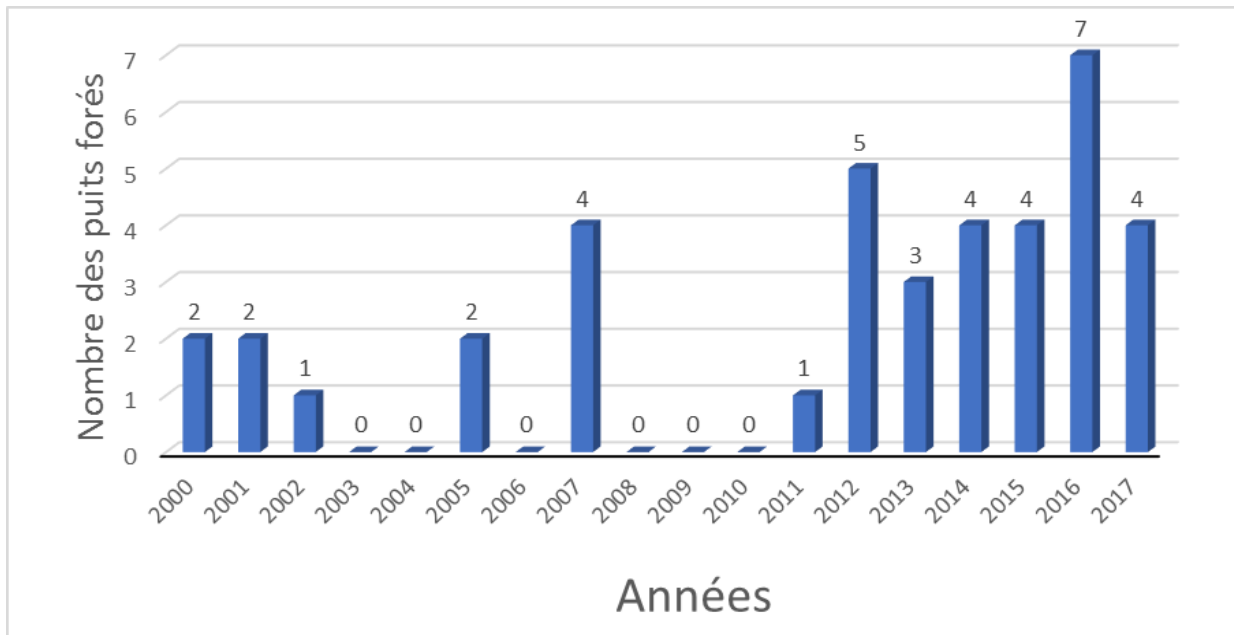


Figure I. 3. Nombre des puits forés par les années. [1]

Par la suite, on a continué à développer le secteur par la réalisation des forages suivantes :

- ✚ En 2007 : quatre puits ont été forés (HTF5, HTF6, HTF7 et HTF8).
- ✚ En 2011 : un seul puits qui a été foré (HTF9).
- ✚ En 2012 : Cinq puits ont été forés (HTF10, HTF11, HTF12, HTF13, HTF14).
- ✚ En 2013 : trois puits ont été forés (HTF15, HTF16, HTF17).
- ✚ En 2014 : deux puits ont été forés (HTF19, HTFN3).
- ✚ En 2015 : Cinq puits ont été forés (HTF20, HTF21, HTFN2, HTFN4, HTFN5).
- ✚ En 2016 : sept puits ont été forés (HTF22, HTF23, HTF24, HTF25, HTFN6, HTF26, HTFN7).
- ✚ En 2017 : quatre puits ont été forés (HTF27, HTFN8, HTFN9, HTFN10). Remarque : le puits HTF21 est converti en Short Radius (SR) en octobre 2017. [1]

Etude analytique sur les champs Hassi Terfa

Situation des puits

Le réservoir contient 39 puits dont 38 puits verticaux et un puits HTF21 convertie en Short Raduis (SR)

- ✚ 16 puits sont en service
- ✚ 02 puits abandonnés.
- ✚ 11 puits fermés.
- ✚ 01 puits inexploitable.

Analyse de la production d'huile

Le cumule de production du champ en novembre 2017 est de 2.4 Mm3

La figure ci-dessous illustre une carte d'évolution de la production cumulée d'huile par puits.

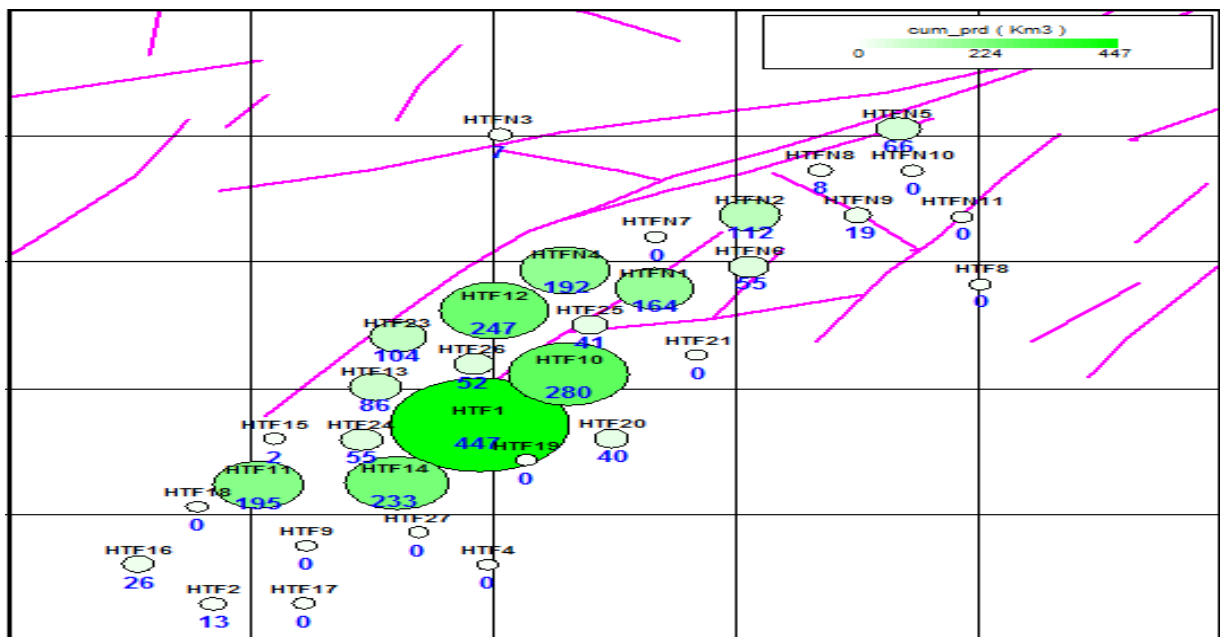


Figure I. 4. Carte de cumule de production d'huile par puits [1].

D'après le diagramme de cumul de production on remarque que, le cumule de production du champ (HTF) revient principalement aux puits suivants : HTF1, HTF10, HTF12, HTF14, HTF11, HTFN1, HTFN9, HTFN4 et HTFN5. [1]

Analyse de la pression

L'historique de pression de la totalité des puits intègre des mesures tirées de différents types d'essais : DST, PFS, BUILD-UP. Ces pressions ont été corrigées à une cote de référence (DATUM) de -3280 m. Globalement, on constate que ces pressions sont toujours supérieures à la pression de bulle.

D'après le diagramme des pressions de gisement (Fig.5), on constate que la PG a été maintenu dans les onze premières années puisqu'il n'y avait que deux puits qui produisent et dès que le forage des puits a évolué (à partir de 2012) on remarque que la pression du gisement a chuté à cause de l'absence d'un maintien de pression (absence d'une aquifère actif, injection de gaz ou de l'eau)

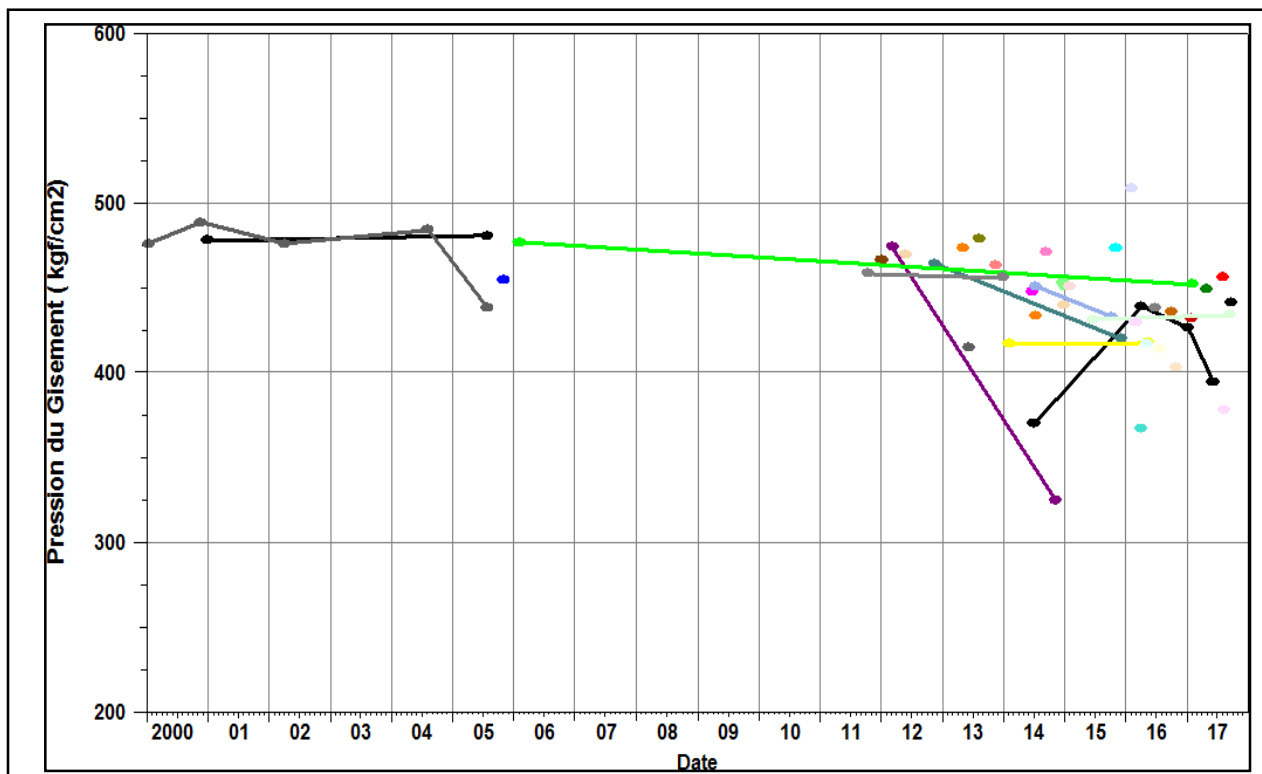


Figure I. 5.Pression de gisement (Dép.EXP/SONATRACH).

Les problèmes d'exploitation

Le champ HTF présente des problèmes de production comme les sels, les asphaltées qui minimisent l'aire de drainage qui revient à la qualité d'huile en place et d'autres proviennent de la roche tel-que la remontée du top sédiment qui est due à la présence des failles au voisinage des puits qui joue un rôle principal sur la fissuration de la roche et qui affaiblit sa consolidation.

S'ajoute à ces problèmes, un problème d'exploitation particulier qui l'incapacité du manifold (EPF-HTF) mis en place d'accepter la charge et la production de tous les puits relier avec. D'après l'analyse précédente on note que 40% des puits sont en service par contre 60% autres sont entre fermés, inexploitable et abandonnés.

Pour cela, l'état actuel du réservoir mérite une investigation plus profonde à fin optimisée régime d'exploitation et la suite du projet de développement. Nous avons opté dans ce travail à l'utilisation de la caractérisation géologique et la modélisation dynamique du réservoir. [2]

I.5. Caractérisation géologique des Quartzites El Hamra de l'HTF

Introduction

La caractérisation d'un réservoir nécessite une interprétation géologique, pétro-physique et sédimentologique afin de décrire la structure d'un réservoir et la modélisation des paramètres spatiaux tels que la perméabilité, la porosité, l'épaisseur et les failles.

Dans ce chapitre nous présentons les résultats de ces interprétations dans le but de caractériser le réservoir Quartzites Hamra du champ HTF.

Découpage du réservoir

Le réservoir Quartzites d'EL HAMRA est subdivisé en 6 sous-couches. Cette subdivision a été adoptée (depuis 2009) sur la base des études pétro-physique et sédimentologie elle a fait appel à la notion des unités QH.

C'est grâce à une telle correspondance sédimentologie-diagraphie mais aussi la qualité du réservoir que la notion d'unité a pris naissance. La subdivision du bas en haute est la suivante :

- ✚ **L'unité QH1** : caractérisé par des faibles porosités, perméabilités et saturation. Un GR plat et une résistivité faible qui reflète la présence de ciment ferrugineux.
- ✚ **L'unité QH2** : la partie basale est caractérisée par des faibles porosités et perméabilités, contrairement à la partie sommitale a des moyennes valeurs.

- ✚ L'unité QH3 : a des meilleures porosités et perméabilités par rapport à d'autres unités mais elle est intercalée par des niveaux silteux (4 bancs de silt).
- ✚ L'unité QH4 : Unité propre avec des propriétés pétro-physique moyennes.
- ✚ L'unité QH5 : elle se distingue par un GR plat, une résistivité moyenne à ciment siliceux. Les propriétés petro physiques sont faibles mais qui peuvent s'améliorer légèrement localement
- ✚ L'unité QH6 : caractérisée par une résistivité élevée qui reflète une forte compaction. Fracturée lorsqu'elle est en contact avec la DH. [1]

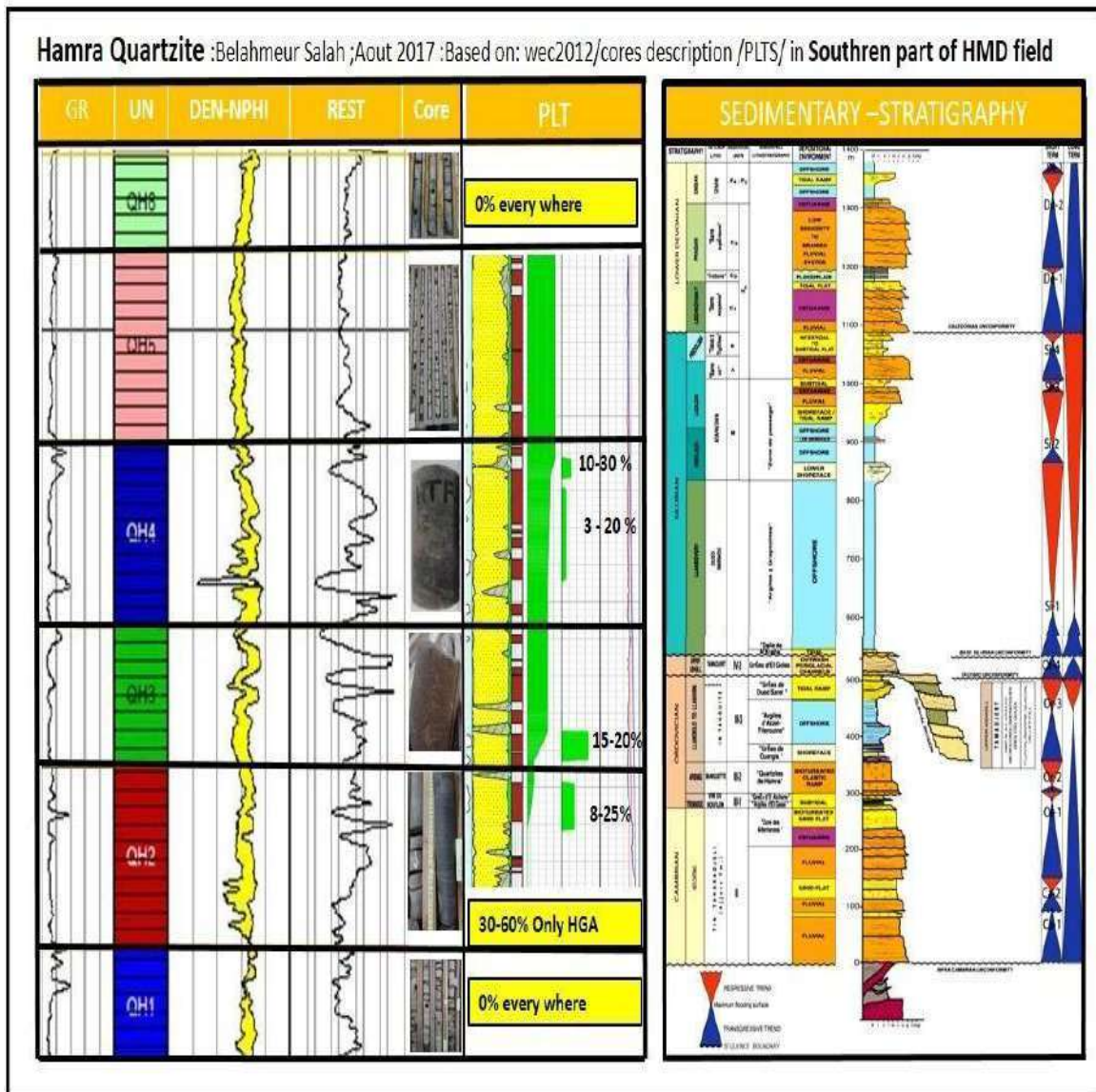


Figure I. 6. Log composite de réservoir QH de Hassi Terfa [1].

Essai de caractérisation des Quartzite d'EL HAMRA

Les quartzites HAMRA ont été toujours citées dans les études précédentes comme étant un réservoir fracturé de type 2 ou la matrice renferme l'essentiel des Hydrocarbures alors que la perméabilité (flow) est assurée essentiellement par les fractures.

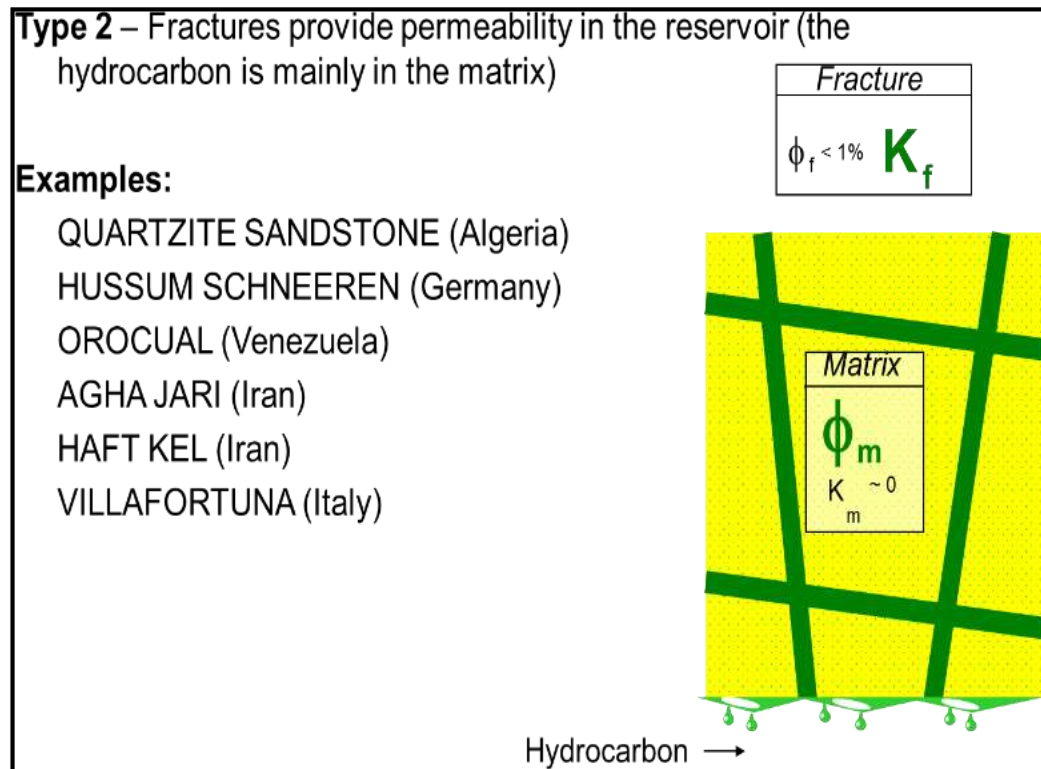


Figure I. 7.system de flux (BEICIP 2009).

Les carottes prélevées des puits de champ HTF confirment cette remarque, et montrent que le pouvoir de la matrice est très faible voir même nul parfois. Les logs d'imagerie enregistrés indiquent aussi que les bons puits producteurs sont très fracturés mais disposent aussi d'un potentiel matricielle moyen (Fig. 1.8)

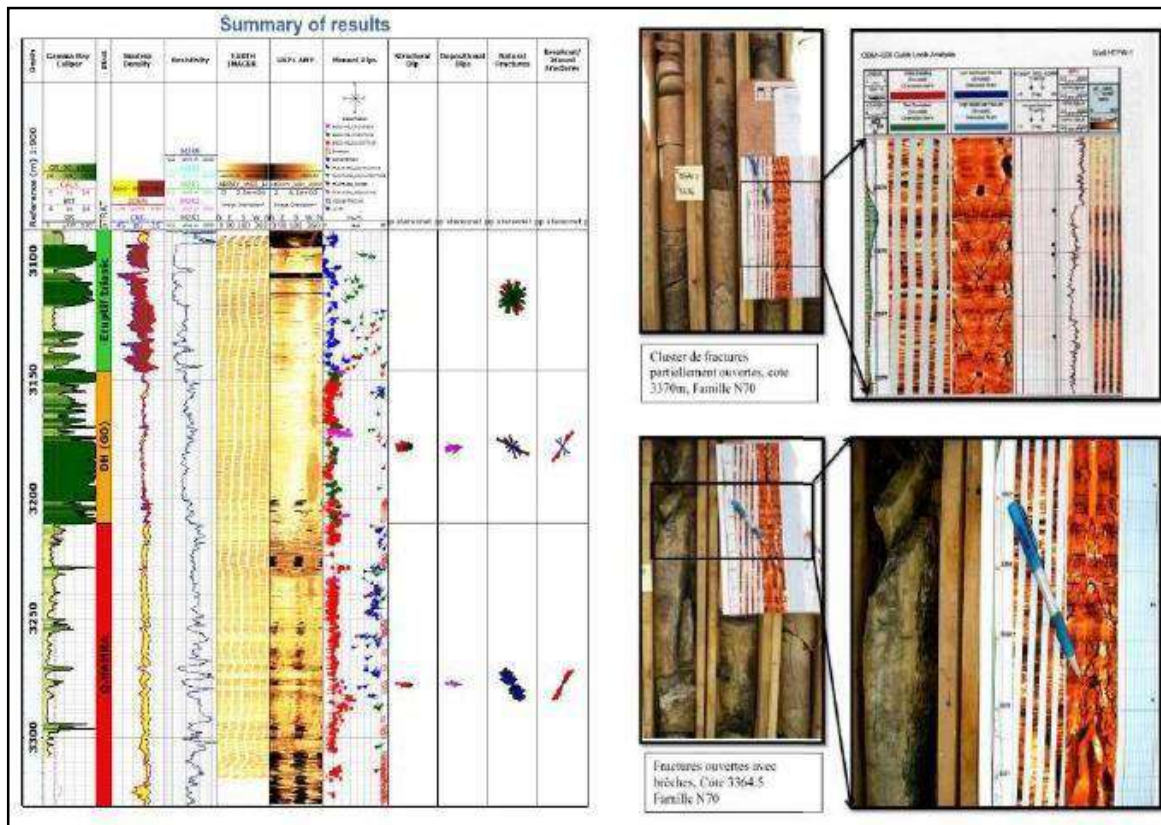


Figure I. 8. Corrélation imagerie carotte de QH de Hassi Terfa (HTF15).

Rapport matrice fracture

L'estimation d'apport de chaque élément déterminant dans le réservoir est souvent très difficile et complexe. Dans notre cas on s'est basé sur LORENZ PLOT qui consiste à ploté sur l'axe des abscisses la storativité et en axes des ordonnés la transmissivité pour évaluer les zones fracturées.

Un rapport est ensuite calculé entre les deux variables et qui servira comme référence pour l'estimation de l'apport des fractures. Cette technique est utilisée dans les réservoirs gréseux, fracturé ou la variation de facies et lithologie est minime.

Les puits choisis sont sec, faible, moyen et bon potentiel (HTF6 (sec), HTFN4 (moyen), HTFN3 (faible) et HTF1 (bon).

La comparaison montre que les bons puits sont ceux qui dispose des deux éléments (matrice et fracture) ; les moyens sont des puits à matrice, les faibles sont aucun pouvoir matriciel et

l'alimentation est assurée uniquement par des fractures et les puits nuls nedisposent ni de fracture ni de matrice.

Cette technique nous permettra aussi de classer les puits, et de choisir le type d'intervention approprié (frac, acidification ...).

Distribution spatiale des fractures

Il est clair que les zones hautement fracturées sont ceux situées au voisinage des failles, souvent appelées corridors. L'orientation des fissures dépend de régime tectonique.

Les études faites sur les Quartzites HAMRA ont montré que ces dépôts ont subi plusieurs phases tectoniques distensives et compressives, engendrant des systèmes de fractures très complexes mais qui se caractérisent en générale par la présence de 2 familles majeures.

- ✚ Les fissures Orientées E-W issues d'un régime distensive, elles sont généralement ouvertes sauf en présence de roches volcaniques intrusives cas de HTF6 et HTF 3 HTF22.
- ✚ Les Fissures Orientées N-S sont les résultats d'un régime compressif, ouvertes et fermées. [4]

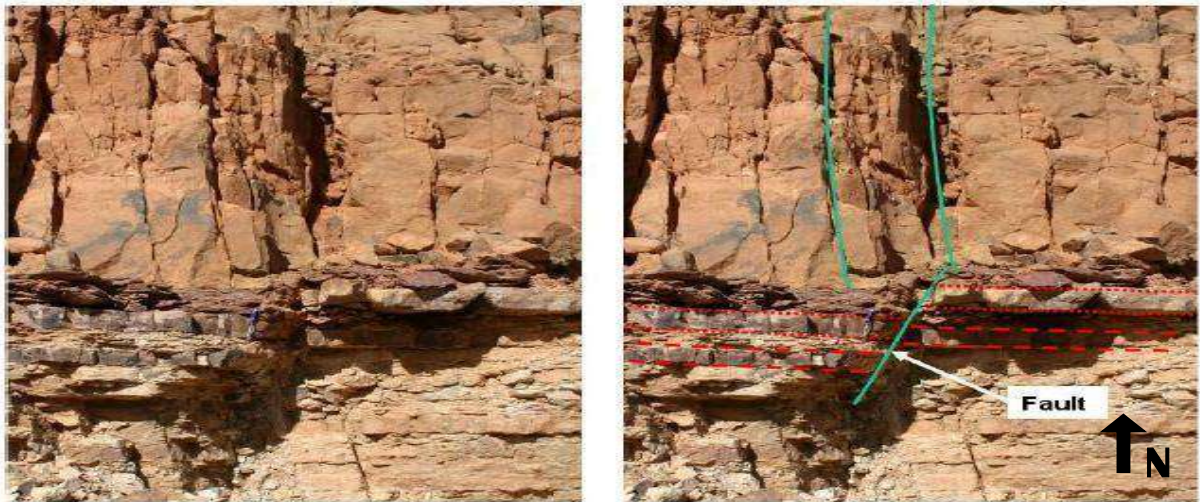


Figure I. 9.Relation fracture faille [4].

Conclusion

D'après cette étude on peut conclure que le réservoir QH de Hassi Terfa est un réservoir non conventionnel (tight réservoir) naturellement fracturé avec des caractéristique pétro-physiques réduites en termes de perméabilité (0.4 md) et porosité (3%). La partie nord- ouest du champ présente les meilleures caractéristiques.

Chapitre II

II.1. Introduction

La productivité des puits ainsi mesurée peut s'avérer trop faible du fait des caractéristiques pétro physique propres au réservoir, ou de l'endommagement des puits consécutifs aux opérations de forage. Le mauvais cheminement de l'huile de gisement peut toutefois être amélioré grâce à des méthodes de stimulation, de type acidification ou fracturation hydraulique. Ces techniques nécessitent un travail multidisciplinaire faisant intervenir la géologie, la pétro-physique, la géo-mécanique et l'ingénierie des réservoirs.

II.2. Les endommagements

II.2.1. Définition

L'endommagement représente toutes les incrustations qu'il soit minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. On définit l'endommagement comme étant l'augmentation de la chute de pression aux abords du puits. [5]

II.2.2. Origine des différents endommagements

a) Dépôts au niveau de la formation réservoir

Des dépôts au niveau des pores qui peuvent infecter le bon acheminement de brut vers le fond de puits : -Dépôts de sel -dépôts organiques (asphaltènes) -dépôts des paraffines - dépôts des sulfates -migration des fines -gonflement des argiles.[6]

b) Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, WO et Snubbing)

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées et tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- ✚ Le colmatage de perforation
- ✚ Changement de mouillabilité
- ✚ Water Block
- ✚ Formation d'une émulsion. [7]

c) Endommagement après perforations

Les conditions dans lesquelles les perforations seront réalisées (tir en surpression avant équipement, tir en dépression après équipement, nature du fluide dans le puits au moment du tir) et la méthode de nettoyage éventuellement mis en œuvre auront une grande influence sur le degré de colmatage des perforations proprement dites. En particulier

l'endommagement sera d'autant plus grave si l'on perfore en présence d'un fluide contenant des solides et en surpression du fait de l'invasion des solides. [6]

d) Invasion du filtrat de ciment

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

e) Endommagement dû à la stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

- Près une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [8]

f) Endommagement dû à l'injection d'eau

Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water block). [9]

II.3. Définition et principe de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation afin de faciliter la récupération d'hydrocarbures. Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas, à cause d'un endommagement, ou la perméabilité naturelle de la matrice est faible.

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fissurer la roche réservoir ; et il est accompagné souvent de solide (Agents de soutènement), pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur). [10]

II.4. But de fracturation hydraulique

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain Perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- ✚ Modifier certaines propriétés pétro physiques de la roche et augmenter la Productivité ou l'injectivité.
- ✚ Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de Productivité.
- ✚ Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne Conductivité dans Laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits.

II.5. Historique de la fracturation

La fracturation hydraulique n'est pas une invention récente, la première fois qu'elle a été réalisée c'était aux États-Unis en 1947 ensuite en URSS vers 1954. Elle a donc été développée depuis 70 ans, avant la mise en place des premiers forages horizontaux. C'est une technique considérée par les industriels comme mature, de 1,2 à 2 millions de fracturations ont été réalisées rien qu'aux États Unis comptant 50000 puits par an en 2013 (Lenoir et al, 2013).

En Algérie, particulièrement, la fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, elle a été introduite pour la première fois en 1960 dans le puits OM6 du champ de Hassi Messaoud. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement dans le même champ (In Atlili, 2016). Cette rupture est due à plusieurs causes déduites après l'analyse de 25 fracturations hydrauliques ; citant la méconnaissance de l'état de la contrainte géostatique mineure régnant dans le Cambrien.

L'application de la fracturation hydraulique s'est étendue vers le champ Hassi Guettar, où elle a été utilisée pour la première fois dans le puits HGA10 en 2003 visant le réservoir Cambrien. Actuellement, on compte treize puits (13) fracturés y compris dix (10) dans le réservoir de Quartzite de Hamra, où on a pris trois puits comme exemple à étudier : HGA40, HGA26 et HGA38, et cela suite aux données acquises pendant le stage pratique.

II.6. Notions de base sur la fracturation hydraulique

II.6.1. Notion de contrainte

- **Les contraintes**

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression

La contrainte σ est définie comme étant la force appliquée par unité de surface : [11]

$$\sigma = \frac{\text{force}}{\text{surface}} \dots \dots (01)$$

- **État local des contraintes en profondeur:**

Il existe deux types de contraintes

- ✚ Contraintes principales totales(**b**).
- ✚ Contraintes principales effectives(**σ_i**).

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante:

$$\sigma_i = \sum_i - \alpha P (i=1,2,3) \dots \dots (02)$$

$$\alpha = 1 - (c_m \div c_n) \dots \dots (03)$$

Avec :

PC : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

α : constante de BIOT (0 ≤ α ≤ 1), α ≈ 1

II.6.2. Les propriétés mécaniques des roches

Les roches sont caractérisées par :

a) Module de Young E

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), est caractérisé par la pente de la courbe : $\sigma = F(\epsilon) \dots (04)$

Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente

b) Coefficient de Poisson

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d} \right)}{\left(\frac{\Delta l}{l} \right)} \dots \dots (05)$$

c. Coefficient de cisaillement

Il est souvent pratique en modélisation d'utiliser le module de cisaillement noté G

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots (06)$$

Généralités

E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson [12]

II.6.3. Géométrie de la fracturation

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes :

➤ **La longueur XL**

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière est un ou deux ailes symétriques

➤ **L'épaisseur W**

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture

➤ **La hauteur H**

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle
Tout cela concerne la fracture verticale, Pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire. [12]

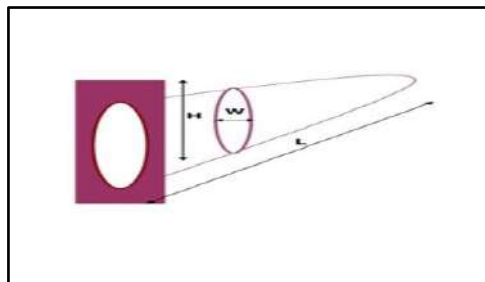


Figure II. 1. Schéma de fracture vertical à une seule.

II.6.4 La pression d'initiation et d'extension de la fracture

La figure (Figure) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression en cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

La première partie présente un pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité. Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut In Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.

La Période de fermeture de la fracture. [6]

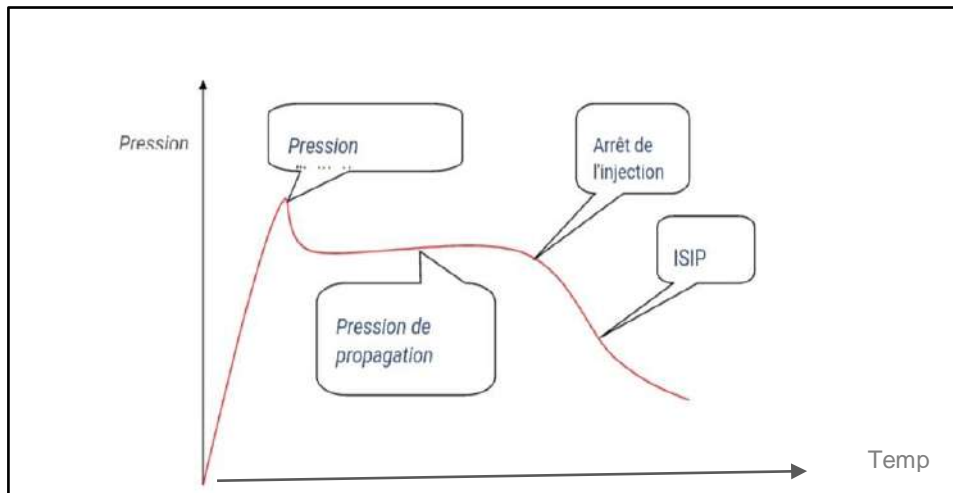


Figure II. 2. L'évolution de la pression au cours d'une fracturation.

II.6.5. Fluide de fracturation

Le choix du fluide, sa fabrication sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribuent d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- Une bonne qualité de transport des billes.
- Avoir une filtration faible.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration.

a) La viscosité

Elle est déterminée expérimentalement au laboratoire.

B) La filtration

La théorie et l'expérience montrent que la vitesse de filtration, sous une ΔP constant obéit à

$$\text{la loi : } V(t) = \frac{C}{\sqrt{t-t_0}} \dots\dots(07)$$

Avec :

$V(t)$: Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

t_0 : Instant du début de filtration.

$t - t_0$: Durée de filtration.

II.6.6. Agent de soutènement

Fracturer c'est créer un drain perméable de part et d'autre du puits et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation). [12]

II.6.7. Les additifs

Des nombreux additifs sont souvent nécessaires pour l'opération de fracturation. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des Paramètres de gisement et des conditions opératoires. Là encore les tests en laboratoire sont primordiaux.

En particulier, on cite les suivants :

- XLFC-1B : mixte sur bas

- NE-118 : séparé entre eau et huile sur phase.
- BF-7L : augmenter le PH.
- XLW-56 :(cross linked) augmenter la viscosité.

Breaker : - hyperme CRB (solide) travail dans haut température.

- enzyme G (liquide) travail dans haut PH. [13]

II.6.8. Conductivité adimensionnelle de la fracture

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport :

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots (08)$$

X_f : Extension de la fracture.

W_f : Épaisseur de la fracture.

H_f : Hauteur soutenue.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture. [12]

II.6.9. Modèles de calculs des fractures

✚ Modèles de fracture 2D

On distingue trois modèles principales dans cette catégorie :

- **Le model (GDK)** : développé par Geerstma, Kristianovitch et Klerk
- **Le model (PKN)** : développé par Perkins, Kern et Nordgren.
- **Le model radial.**

✚ Modèle de Greetsma-de Klerk « GDK » (1969)

Le problème est traité à deux dimension dans le plan horizontal (x, y). La fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur (H) constante dans le temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical. Donc, ce modèle propose que la fracture se propage sous une forme rectangulaire suivant une direction perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale ($\sigma_{h,min}$). Ces auteurs supposent aussi que la fissure possède la même épaisseur en n'importe quelle distance du puits indépendamment de sa position verticale, et elle a une hauteur fixe.

Schématiquement, la fracture est constituée par une infinité de sections rectangulaires qui glissent parallèlement à sa hauteur suivant le plan horizontal (suivant la longueur de la fracture) comme le montre la figure suivante.

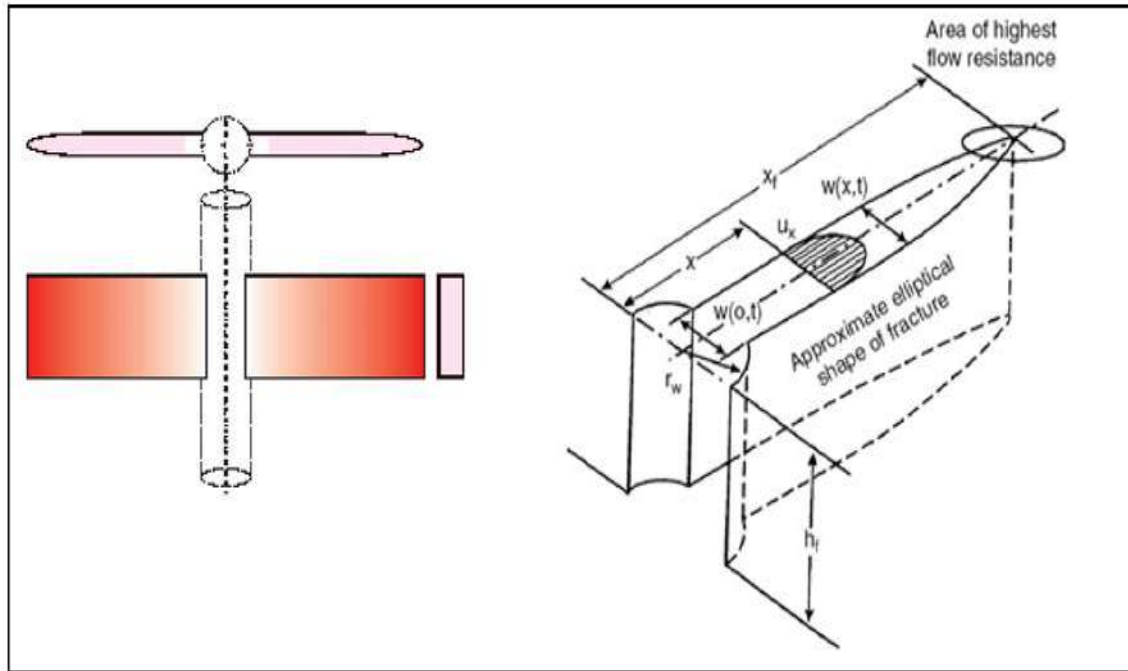


Figure II. 3. Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK.

Le modèle GDK est basé sur les hypothèses suivantes :

- Ecoulement mono dimensionnel dans une direction (L),
- Hauteur de la fracture constante le long de la longueur et dans le temps,
- La fracture a une section elliptique dans le plan horizontal,
- La section de la fracture dans le plan vertical est rectangulaire,
- Même épaisseur en n'importe quelle distance du puits.

✚ **Modèle de Perkins-Kern-Nordgren (PKN)**

Perkins et Kern (1961) ont supposé comme pour le cas du modèle « GDK » que la fracture à une hauteur fixe et une longueur plus grande considérablement que la hauteur et se propage dans la direction normale à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes. Le plan de référence pour ce modèle est vertical et l'épaisseur de la fracture varie selon ce plan (suivant la hauteur de la fracture) qui est perpendiculaire à la direction de propagation. Dans ce cas la section verticale est supposée elliptique.

Schématiquement, la fracture est constituée par une série de cylindres horizontaux à base elliptique s'emboîtant les uns dans les autres (figure ci-après).

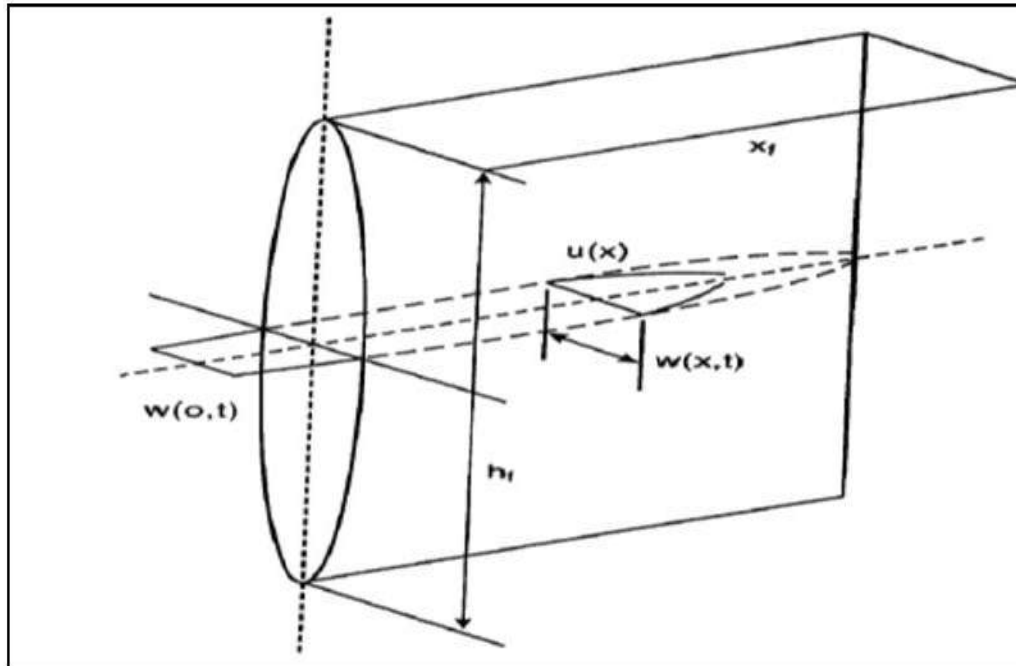


Figure II. 4. Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN.

Le modèle PKN est basé sur les hypothèses suivantes :

- L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel,
- Hauteur de la fracture constante le long de la longueur et dans le temps,
- La section transversale de la fracture est supposée être elliptique,
- La section de la fracture dans le plan vertical est supposée elliptique,

✚ **Modèle radial**

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique (figure ci-dessous).

Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée (l'intervalle

Perforé doit être relativement petit), ainsi la fracture est assumée de s'initialiser en un point et se développe radialement.

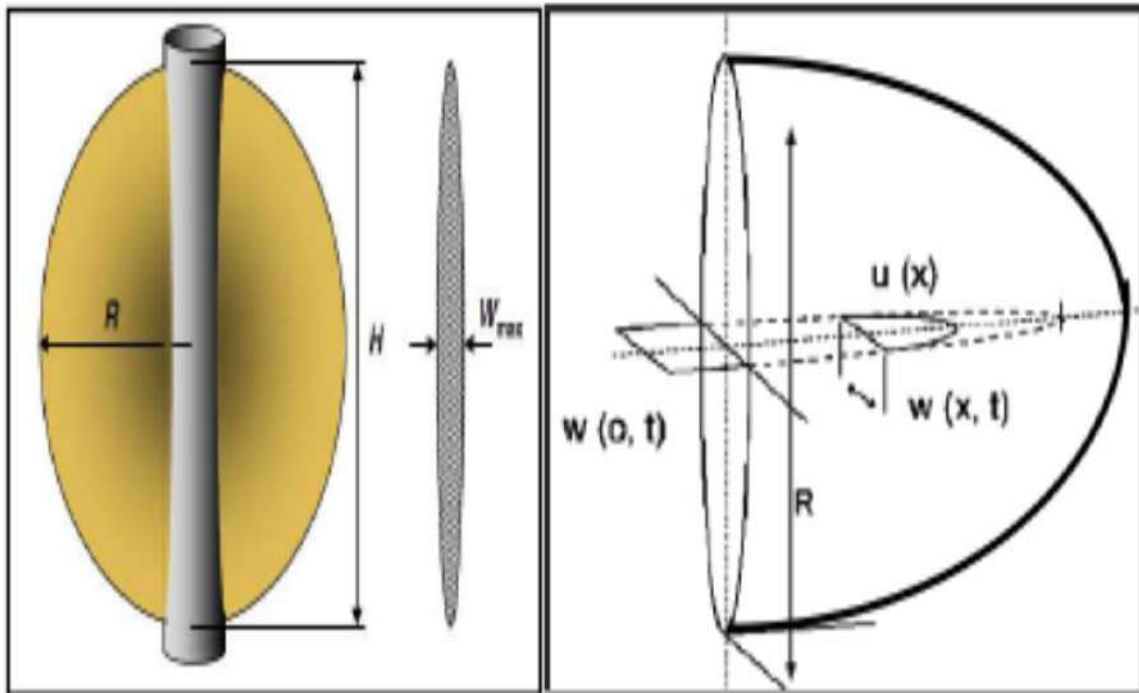


Figure II. 5.Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle Radial.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- La hauteur de la fracture varie suivant la longueur ;
- La section verticale est supposée elliptique ;
- La fracture se développe radialement ;

Geertsma et deKlerk, en se basant sur les principales hypothèses formulées dans leur modèle, ont proposés des solutions pour le calcul de la géométrie de telles fractures [10]

Tableau II. 1.Comparaison des modèles (PKN) et (GDK).

	PKN	GDK
Géométrie de la fracture	Section verticale elliptique	Section verticale rectangulaire
Relation largeur, longueur et pression	- largeur proportionnelle à la hauteur de la fracture. - pression de fracturation proportionnelle à la longueur.	- largeur proportionnelle à la longueur de la fracture. - pression de la fracturation inversement proportionnelle à la largeur

a) Modèles de fracture 3D et pseudo-3D

Les modèles 2D examinés dans la section précédente sont obtenus grâce à des hypothèses empiriques. Bien que leur précision soit limitée, ils sont utiles pour la conception de la croissance des fractures hydrauliques.

L'inconvénient majeur des modèles 2D est l'obligation de spécifier la hauteur de fracture. Il n'est pas toujours évident, à partir de données de diagraphies, d'affirmer la constance de la hauteur, par exemple. En effet, la hauteur varie généralement entre le puits le bout de la fracture, en fonction de l'évolution de la pression.

II.7. Réalisation d'une fracturation hydraulique

II.7.1. Critères sur le choix des puits à fracture

La sélection du puits candidat est pour l'orienter par ce qu'il n'existe pas une règle à suivre. Donc, Avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires du gisement (réservoir – puits) et sans oublier le côté économique de l'opération. [14]

a) Réservoir

➤ Nature du réservoir

Le succès ou l'échec de l'opération de la fracturation hydraulique on peut l'estimer d'après la nature de la roche réservoir parce que les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement mais le problème qui se pose : Est-ce qu'on peut la soutenir par les agents de soutènement ou non ? Par exemple le cas d'une roche dite tendre (peu consolidées) il y a l'instruction des agents de Soutènement.

➤ Interface des fluides en place

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension, par exemple le gaz et / ou l'eau pour un puits à huile.

➤ Nature des fluides en place

La compatibilité des fluides de stimulation et celles en place est très importante, car on peut rencontrer des problèmes :

- Formation des émulsions stables.
- Formation des précipités, et des résidus de différentes natures ...etc.

➤ Perméabilité du réservoir

La connaissance plus précise de la perméabilité est essentielle dans le cas de choix du puits à fracturer. Par exemple les valeurs de la perméabilité obtenue par des mesures sur les carottes et surtout l'interprétation des essais sur puits donnent :

- L'indice de productivité IP
- Conductivité de la formation kh.
- Endommagement a l'abord du puits (skin effet). [13]

b) Historique du puits

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises au cours du :

- Forage (opération de diaggraphie).
- Des essais de la production (dernière remontée de pression, dernier jaugeage)
- Traitement précédents (s'il y a lieu).
- Puits voisins
- Puits producteurs
- Puits injecteurs.
- Les puits proches fracturés : Caractéristique de chaque puits c'est-à-dire les caractéristiques de production avant et Après la fracturation.
- Complétion du puits : La complétion doit adapter au traitement qui devra réaliser. La réalisation du traitement implique donc, une bonne isolation des niveaux à stimuler. Une excellent liaison formation / gaine de ciment / tubage, ainsi que l'état des équipements Du puits permettent l'injection en toute sécurité, donc il est nécessaire de prévoir un Coefficient de sécurité afin de faire face à toute augmentation possible de pression au cours de traitement.

c) Economie de l'opération

L'intérêt économique de la fracturation hydraulique est de l'estimation de la rentabilité du traitement qui nécessite une évaluation précise du :

- Cout de traitement proprement dit.
- Cout des opérations préalables.

La rentabilité du traitement exige un amortissement dans un délai raisonnable varie suivant :

- La situation géographique.
- Nature de fluide en place (huile, gaz, ...etc.) [15]

II.7.2Dérroulement d'une fracturation hydraulique

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit

a) Test d'injectivité

Il consiste à injecter un fluide tel que ; l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation en vue de

Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du Test d'injectivité).

- Déterminer le gradient de fracturation.

Ce test se déroule en deux étapes :

➤ **Test par palier (step rate)**

Il consiste à injecter du fluide dans le puits à des débits croissants par paliers de durée égales et cela jusqu'à la rupture de la roche, après frac le débit est maintenu constant afin de déterminer l'évolution de la pression de propagation ainsi que le profil d'injection.

Le profil d'injection est évalué grâce au débitmètre du PLT, ce dernier est maintenu en position stationnaire au fond du puits après être assuré de la détermination de la pression de rupture, de l'allure de la pression de propagation ainsi que du profil d'injection, le pompage est arrêté afin d'enregistrer la chute de pression (Fall off).

➤ **Test à débit constant**

Le test consiste à pomper du fluide (eau à 2% KCl) à débit constant jusqu'à la rupture, le débit est maintenu constant durant un temps déterminé jusqu'à la stabilisation des pressions. Le pompage est arrêté pour enregistrer la chute de pression (Fall off). Au cours du pompage, des passes de PLT sont effectuées afin de déterminer les zones d'absorption de fluide, ce test est répété à des débits différents afin de s'assurer de l'évaluation de la hauteur de la fracture.

b) Shadow frac

Le Shadow frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation, permettant, par leur analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation, et de savoir où ira l'agent de soutènement. Donc il consiste à fracturer à blanc avant l'opération de placement de proppant.

Le volume de fluide utilisé lors de l'essai à blanc, ainsi que la pression de fond doivent être supérieurs ou égaux au volume utilisé et aux pressions enregistrées lors du traitement.

L'évolution de la pression de fond permet de déterminer la manière avec laquelle se propager la fracture.

Alors le shadow frac permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- Déterminer l'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charge.

Afin de déterminer la hauteur et la zone d'extension de la fracture, une ou plusieurs thermométries sont effectuées après la fin du Fall off.

La pression pour laquelle le Fall off dévié permet de connaître la contrainte horizontale minimale (pression de fermeture qui correspond à la pression de fermeture de la fracture. Essayer de trouver une corrélation de l'extension de la fracture donnée par les logs de température (thermométrie) avec celle déduite de la réponse de pression de fond. Tous ces paramètres nous permettent d'établir le programme de fracturation, c'est à dire déterminer

- Les rampes de pompage des proppant (agent de soutènement).
- Le débit et le volume du fluide injecté.

Le shadow frac inclut trois tests

- Step rate test (Test de débit par incrément).
- Pump in / Flow test (Test de pompage et de retour).
- Pressure decline test (Test de déclin de pression).

➤ Step rate test

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min).

Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continue de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante :

On trace après la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes

Pendant chaque incrément de débit, et on obtient le graphe ci-dessous.

Au début l'écoulement commence par être radiale dans la matrice, puis, avec l'augmentation de la pression, la fracture sera amorcée, et on aura un écoulement dans la fracture. C'est ce qui explique le changement brusque des pentes. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation.

➤ Pump in et Flow back test

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture ; il vient directement après le step rate test, nécessitant l'utilisation du même fluide que celui du test précédent.

Il est divisé en deux étapes :

- Le Pump in.
- Le Flow back.

Pump in

Le pump in consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis cette étape s'achève avec la fermeture de puits.

Flow back

Le flow back consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, et on détermine la pression de rebound.

Lorsque l'injection est arrêtée, la pression du fluide dans la formation diminue jusqu'à atteindre une valeur inférieure à la pression de fermeture, naturellement, la fracture se referme. Ainsi, l'écoulement du fluide change d'un écoulement à partir du puits vers la fracture à un écoulement provenant de la matrice vers le puits. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente dans la partie flow back.

➤ Pressure decline test

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. Il se divise en deux étapes : Étape mini frac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.

Étape fall-off ou chute de pression après mini frac, qui permet de déterminer :

- L'efficacité du fluide.
- La filtration du fluide.
- La géométrie de la fracture (largeur et longueur).

Ce test consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le fall-off, en laissant la pression au fond chuter.

c) Le traitement ou fracturation proprement dite (main frac)

Il se divise en trois étapes :

➤ Injection d'un Pad

Le Pad c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé très visqueux non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dont le but est d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.

➤ Injection du slurry

Le slurry est un mélange de gel réticulé et l'agent de soutènement (proppant) avec des additifs (breakers et retardateurs), ce mélange est utilisé pour maintenir la fracture.

➤ **La chasse du slurry**

Dans cette étape, on chasse le slurry par un gel linéaire facile à évacuer lors du dégorgement. [12]

II.7.3. Les problèmes de fracturation hydraulique

Malgré le progrès qu'a connu la technique de fracturation, sa réalisation sur chantier rencontre toujours des problèmes dont on cite :

a) Phénomène de tortuosité

L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure du Chemin initié des abords du puits jusqu'au bout de la fracture. Il peut être causé soit :

- Par une mauvaise cimentation.
- Par la distribution des contraintes par rapport aux perforations.

La création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage et dans certain cas des "screen out" prématurés.

b) Colmatage

Un traitement par fracturation conçu pour améliorer la productivité d'un réservoir, Peut être une source de colmatage de la formation. Cela est dû :

- Soit au fluide de fracturation.
- Soit aux agents de soutènement.

c) Le fluide de fracturation

Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation et/ou de la Conductivité de la fracture, et cela par :

- La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgement.
- Les résidus laissés en place après dégradation du fluide.

d) Les agents de soutènement

Les facteurs qui peuvent influencer considérablement sur la perméabilité créée par le Proppant sont

- Les reste insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.
- L'écrasement du proppant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement.

e) Screen-Out

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les billes arrivent au fond, est due au différents Screen-Out dont on cite :

Tip Screen-Out.

Médium Screen-Out.

Screen-Out à l'entrée.

f) Autres problèmes

- Percées du gaz et d'eau dues à l'extension de la fracture vers les zones affectées par les puits injecteurs voisins.
- Communication tubing-annulaire au cours de l'opération. [6]

II.8. Conclusion

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible.

Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au de l'endommagement dans le second cas.

La fracturation hydraulique consiste donc, à créer artificiellement un drain à haute perméabilité s'étendant de part et d'autre du puits sur une certaine distance (XF).

Chapitre III

III.1. Introduction

Ce présent chapitre est décomposé en deux parties, la première est reversée à l'étude statistique des opérations de la fracturation hydraulique au niveau du champ de Hassi Tarfa, Alors que la deuxième s'intéresse à l'étude du puits HTFN9 et HTFN5

III.2. Etude Statistique des puits fracturées dans champ Hassi Tarfa

Depuis la découverte de champ HTF jusqu'au mai 2022 un total de **trente et neuf (39) puits foré**, sur les trente-neuf puits on comptabilise seize(16) opérations de fracturation hydraulique menées à terme (Shadow Frac & Frac), et les **quatre (04)** autres sont annulées suite à des communications Tubing& Espace annulaire (HTFN11 et HTFN15) ou à la mauvaise propagation de la fracture (HTF36 et HTF20).

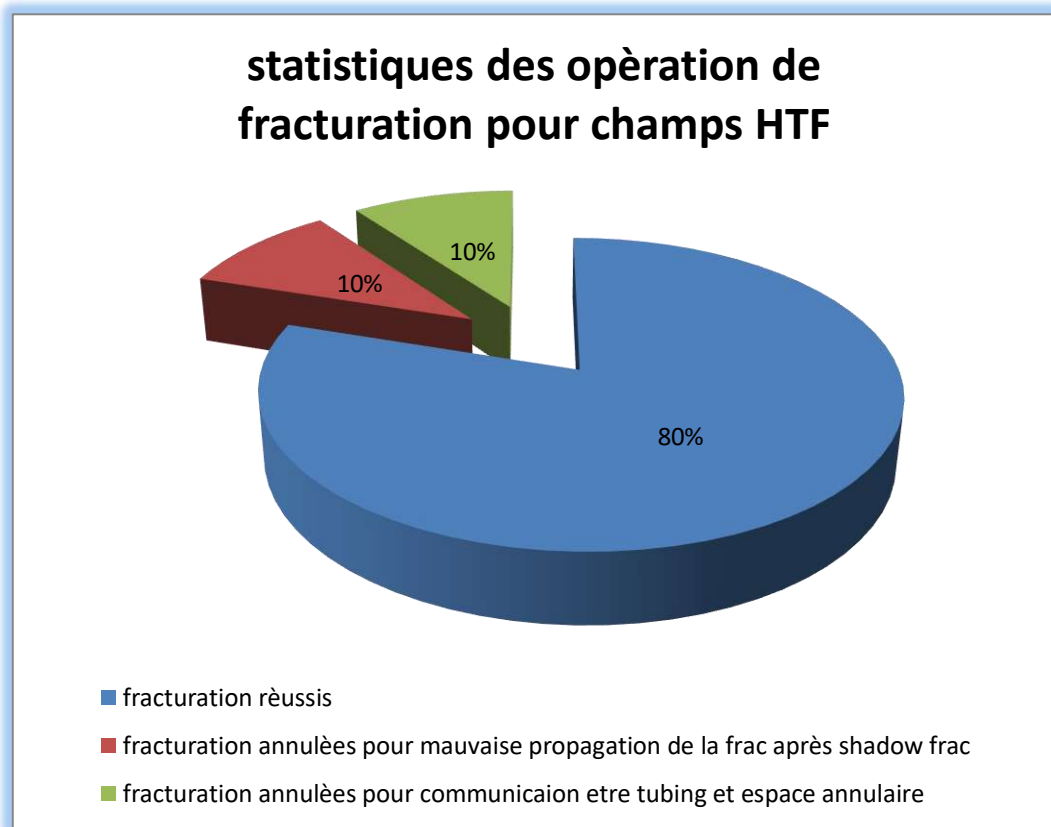


Figure III. 1: Représente statistiques des opérations de fracturation pour champs HTF.

Ce tableau représente l'ensemble des puits fractures dans le champ Hassi Terfa

No	Well	Date Shadow. Fr.	Date Fracturing	well test	Proppant Total (Lbs)	Proppant Formation (Lbs)	Prod Before	Prod After	Gain/Loss
1	HTFN9	30-avr-21	01-mai-21	dst28/04/2017	78 900	75 923	1,55	6,07	4,52
2	HTF25	26-mai-21	27-mai-21	dst25/07/2016		61 000	0	2,36	2,36
3	HTF14	23-août-21	24-août-21	bu 06/12/2015		68 800	0		
4	HTFN5	04-déc-21	06-déc-21	dst 05/11/2015		84 000	0	0	0
5	HTF31	26-avr-20	27-avr-20	dst22/10/2018	36 303	34 699	0,8	2,78	1,98
6	HTFN1 1	10-juil-20	11-juil-20	dst24/01/2018	65 000		0	2,45	2,45
7	HTF20	16-févr-19	18-févr-19	dst31/01/2015	99700	98304	0,00	2,20	2,20
8	HTFN1 2	29-août-19	30-août-19	dst03/04/2018	50260	47880	0,00	3,18	3,18
9	HTF4	19-janv-18	20-janv-18	bu02/02/2017	68700	67642	0	0,00	0
10	HTFN5	03-avr-18	05-avr-18		28319	27592	1,00	3,22	2,22
11	HTFN6	11-avr-18	13-avr.-18	dst23/06/2016	32797	30678	0,00	3,31	3,31
12	HTF2	07-déc-18	09-déc-18	bu02/04/2016	89568	88888	0,00	0,00	0,00
13	HTFN7	19-nov-17	07/12/2017	dst04/10/2016	69543	68283	0,00		
14	HTF13	05-févr-16	07-févr.-16	bu08/12/2019	72992	71410	0	8,2	8,2
15	HTF16	31-mars-16	02-avr-16	dst12/08/2013	53459	50939	0,00	2,43	2,43
16	HTFN3	07-avr-16	09-avr-16	dst06/02/2014	35809	21755	0,00	0,00	0,00
1	HTF36	17-Oct-21	/	/	/	/	/	/	/
2	HTFN1	23-sept-20	/	/	/	/	/	/	/
3	HTF15	27-mars-17	/	/	/	/	/	/	/
4	HTF20	13-nov-16	/	/	/	/	/	/	/

Well	compl tion	modele reservoir	modèle des limites	pg	kh	skin	Commentaires
HTFN9	crépin	radial composite	infinie	438,486	288	2,8	Frac Ok, BHC= 8ppa. mise en place de 75923lbs de proppant (30/50 et 20/40)
HTF25	open hole	homogène	leaky fault	399	160	-0,48	Frac OK. Mise en place de 61000lbs de proppant dans la formation MaxBHC=7,3ppa
HTF14	crépine	homogène	infinie	299,673	91,2	4,62	Frac OK, Volume de sable dans la formation 68800 lbs -BHC :6PPA
HTFN5	crépine	/	/	/	/	/	Frac OK, BHC :7 PPA, Volume de sable dans la formation : 84000 lbs
HTF31	liner	Radial composite	one fault	349,887	37,4	-1,09	Frac OK; . BHC :6PPA
HTFN1 1	lcp	homogène	intersecti g faults	467,478	70,7	3,86	Frac OK,BHC=8PPA
HTF20	lcp	/	/	/	/	/	HiWay Frac OK. BHPC=7PPG. (TAO)
HTFN1 2	lcp	two layers	one fault	442,312	42,1	0,863	Frac OK. BHPC=6PPG.
HTF4	crépine	/	/	/	/	/	FRAC Conductor OK, MBHC= 6,2
HTFN5	crépine	homogène	intersctin g faults	470,65	162	0,446	FRAC OK, MBHC= 6,6
HTFN6	crépine	two layers	infinie	427,498	65,2		FRAC OK, MBHC= 7
HTF2	crépine	homogène	infinie	360,609	42,2	20	HiWay Frac OK. BHPC=6PPA.
HTFN7	crépine	two layers	Infinie	424,305	26,6		Frac en Hi-WAY OK, MBHC=6 ppg. Attente pose ligne 12" + remise en production + jaugeage (bonne seigne de demarrage sur torche)
HTF13	lcp	homogène	rectangle	450,666	179	-1,58	FRAC OK(Hiway) MBHC =6ppg
HTF16	lcp	homogène	leaky fault	457,614	18	-1,48	Frac OK (Hiway) MBHC = 6 ppg
HTFN3	lcp	homogène	parallèle faults	444,376	25,9	0,557	Frac OK (Pulsing Techniques) Conductor Frac MBHC = 4,70 ppg (Avec un screen out.). Attente remise du puits en production + jaugeage.
HTF36	crépine	Deux porosités	interscting faults	379,218	58	-2,22	Frac annulée suite propagation derriere le 7"
HTFN1	lcp	/	/	/	/	/	Bouchon de sable + test annulaires en vue frac:Opération annulée, suite communication entre tubing 4"1/2-7",
HTF15	lcp 7"	/	/	/	/	/	Break down, Négatif, Q=3,5bpm, Pp=10000psi, Retour huile de l'annulaire 9"5/8-4"1/2 (Pan=1500psi). Frac Annulée.
HTF20	lcp	Deux porosité	infinie	436,365	30	0,743	Frac annulée suite au résultat du thermo (signature montre que la frac est remonté vers le sabot 7".

III.3. Partie I : cas de réussite (puits HTFN9)

III.3.1. Historique de production

Le puits a été foré et complété en Tubing 4" ½ et le réservoir laissé en open hole le 18/05/2017.

Le 26/08/2017, mise en production avec un débit de 14,35m³/h.

Dis sa mise en production jusqu’au décembre 2019, le puits est entretenu par des nettoyages à l’eau traite et reformat.

Le 23/12/2019 intervention work over pour la descente d’une crépine afin de la consolidation l’open hole suite à la production des cailloux

Après Work over, plusieurs tentatives de démarrage, nettoyage et traitement au Mud acid sans résultats

En 2020 suite à des résultats de traitement négatif a été décidé de le fracturé pour by-passe la zone d’endommagement

III.3.2. Localisation du puits

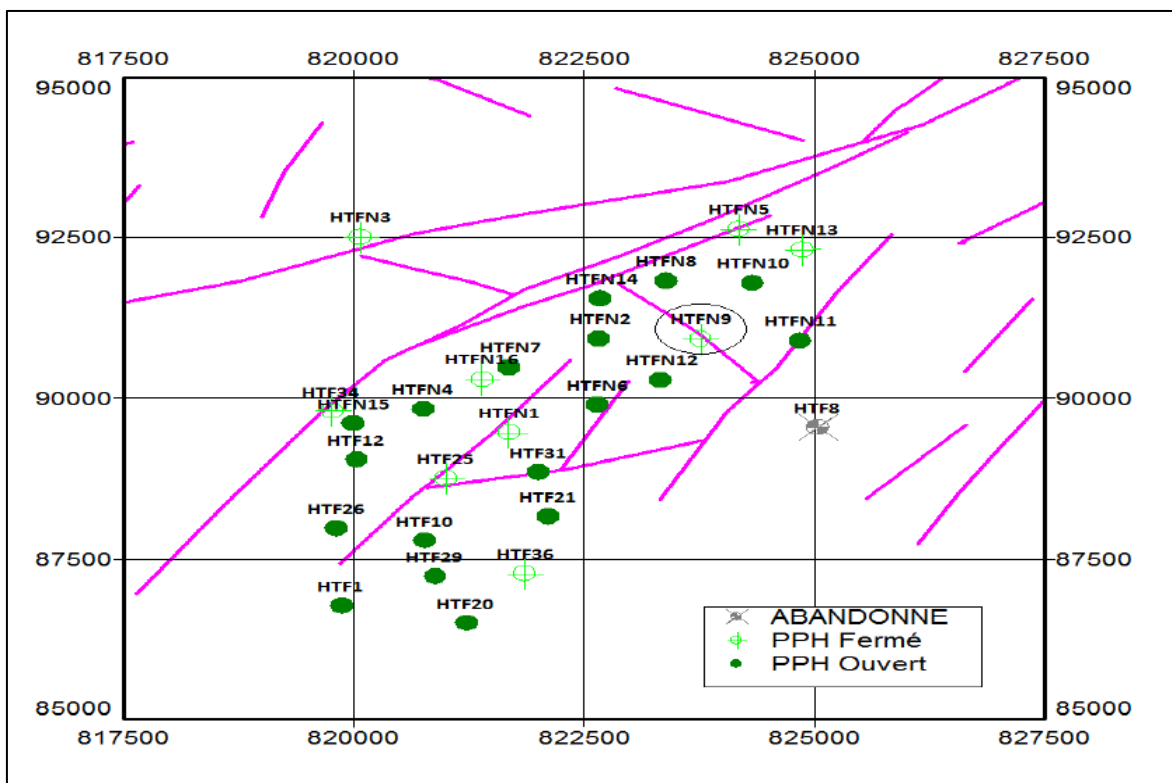


Figure III. 2: Carte de positionnement du puits HTFN9.

III.3.3. Etude de la faisabilité de la fracturation hydraulique sur le puits HTFN9

Avant de sélectionner la candidature d'un puits pour la fracturation hydraulique plusieurs facteurs doivent être pris en considération qui sont énumérés ci-dessous :

➤ **Evaluation de la qualité pétro physique du réservoir**

Le réservoir est composé de QH₆, QH₅, QH₄, QH₃, QH₂ et QH₁₀ ou les drains QH₂, QH₃, QH₄ représente des meilleures caractéristique petro-physiques.

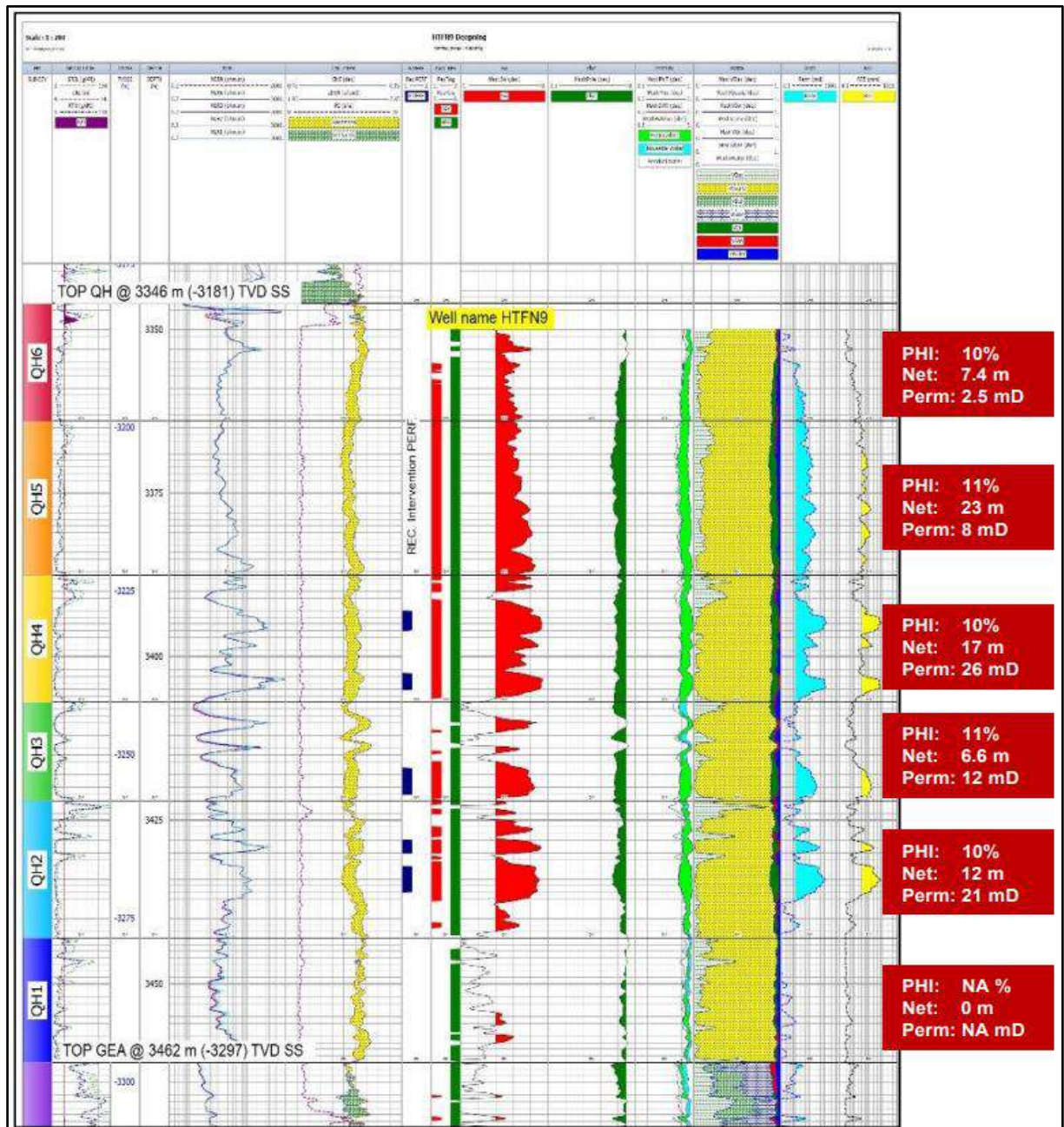


Figure III. 3: Caractéristiques pétro-physiques du réservoir QH.

➤ **Evaluation de l'architecture et l'intégrité du puits**

- Le puits HTFN9 est complété par tubage 7'' et une crépine 4''1/2 voir le tableau (III. 1)

Tableau III. 2: Complétion de puits HTFN9.

Fin de forage	2017
Profondeur de puits (m)	3490
Déviation	Vertical
Casing 7''	7'' NV P110 29# & 32# à 3342 m
Production Tubing 4''1/2 P110	4'' 1/2 NV P110 13.5# à 3296.16 m
Crépine	4'' 1/2 N80 13.5# à 3297 m
Packer	Packer Electrique 7'' WellCare à 3296.16 m Pression différentielle $\Delta P = 10000$ psi.
Fluide de complétion	$d = 1.40$.

➤ **Evaluation du potentiel et de la performance du puits**

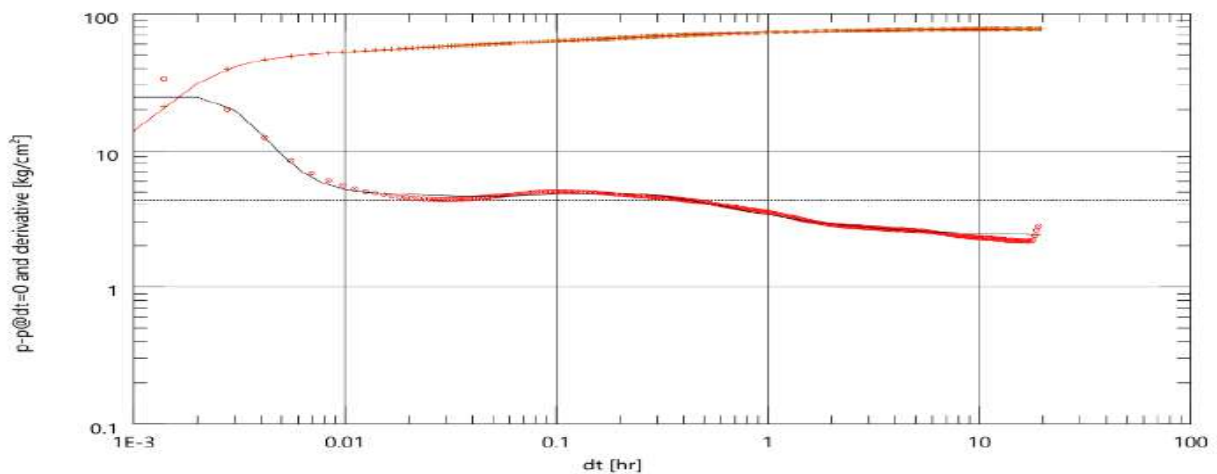


Figure III. 4: Graphe expliquant les données DST de puits HTFN9

- Les résultats DST montre que model de réservoir est radial composite avec des limites infinie voir le tableau (III. 3)

Tableau III. 4: Données liées au réservoir.

	Données	Valeur estimée
Résultats DST	Model de réservoir	Radial composite
	Limite de réservoir	Infinie
	Rayon d'investigation	7,41 m
	Température	248 F°
	Perméabilité (K)	8.64 md
	Pression (Pg)	6376 psi (449 kgf/cm2)
	Pression de fond (Pfd)	5217psi (359 kgf/cm2)
	Conductivité (Kh)	13.4(md.m)
	Début d'huile	15,63 (m3/h)
	Skin	2,8
Données géologiques et pétro-phisiques	Contact Eau-Huile	3276m
	Module de Young	6,65Mpsi
	Coefficient de poisson	0.22
	Hauteur perméable (productrice)	31m

Derniers jaugeages avant la fracturation (30/04/2021)		
Effluent		30/08/2020 Ø_{Duse}=10 mm
Huile: Q _o (m ³ /h)		1,55
Gaz : GOR (m ³ /m ³)		153
Eau : Q _w (l/h).	Inj. Rec.	/
Salinité d'eau (g/l)		/
Pression de tête: Pt (kgf/cm ²)		13.6

Tableau III. 5: Résultats de dernier jaugeage avant frac.

- D'après dernier jaugeages avant la fracturation hydraulique ce puits (HTFN9) produire avec débit faible de 1.55 (m³/h)

➤ **Simulation de la production après la fracturation hydraulique (Analyse nodale)**

Model DST

Le modèle PIPESIM a été matché en ce basons sur les résultats DST 2017 avec un PI du puits est de 4,7784 Sm³/jour/bar qui correspond à un débit de 15.63m³/h

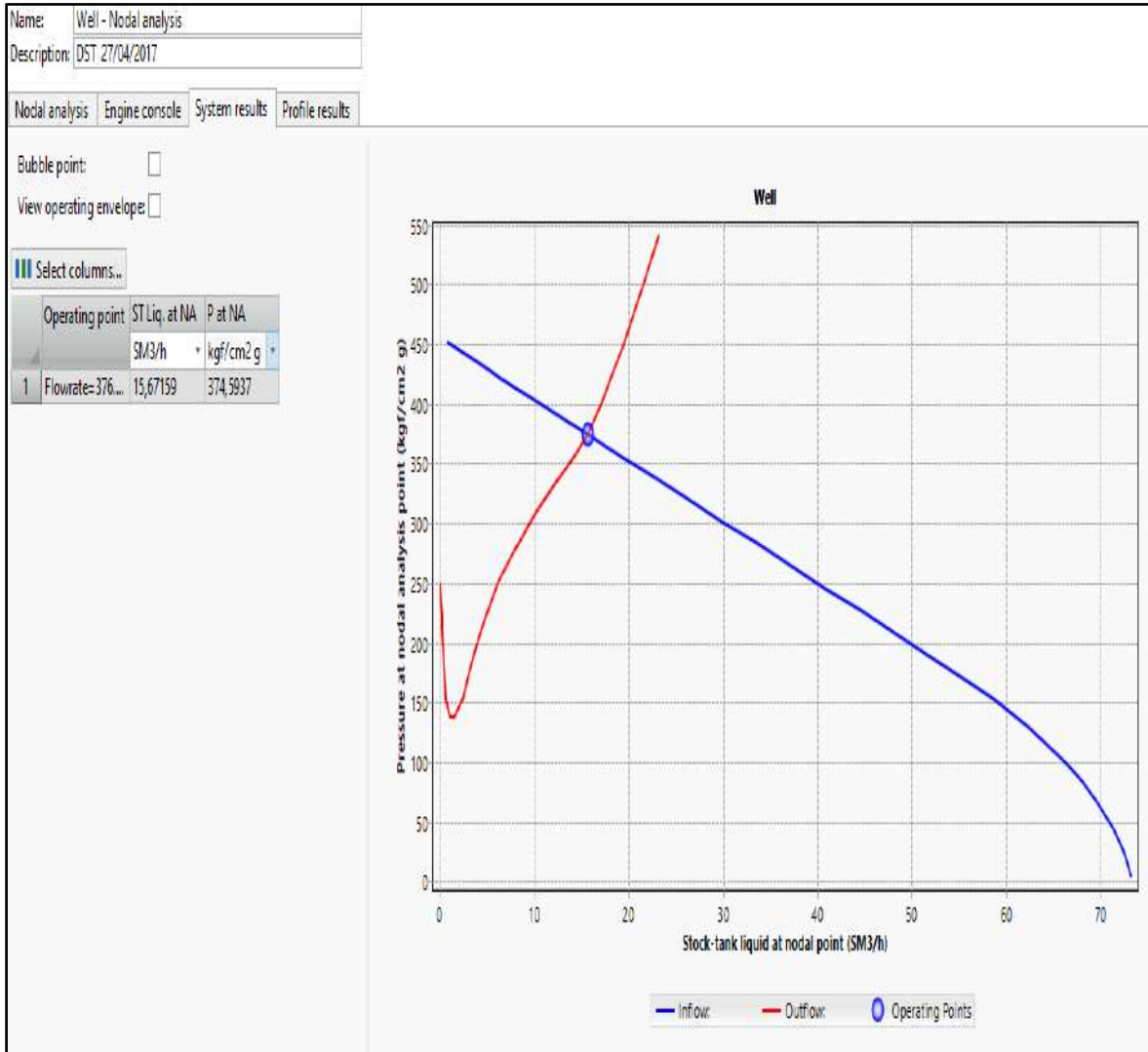


Figure III. 5 : Le potentiel du puits HTFN9 basée sur les données DST.

Model actuel

L'analyse nodale matchée sur le dernier jaugeage (31/08/2020) avant la fracturation montre un PI du puits de 0,35 Sm³/jour/bar qui correspond à 1.55m³/h.

Actuellement, le puits est **fermé**

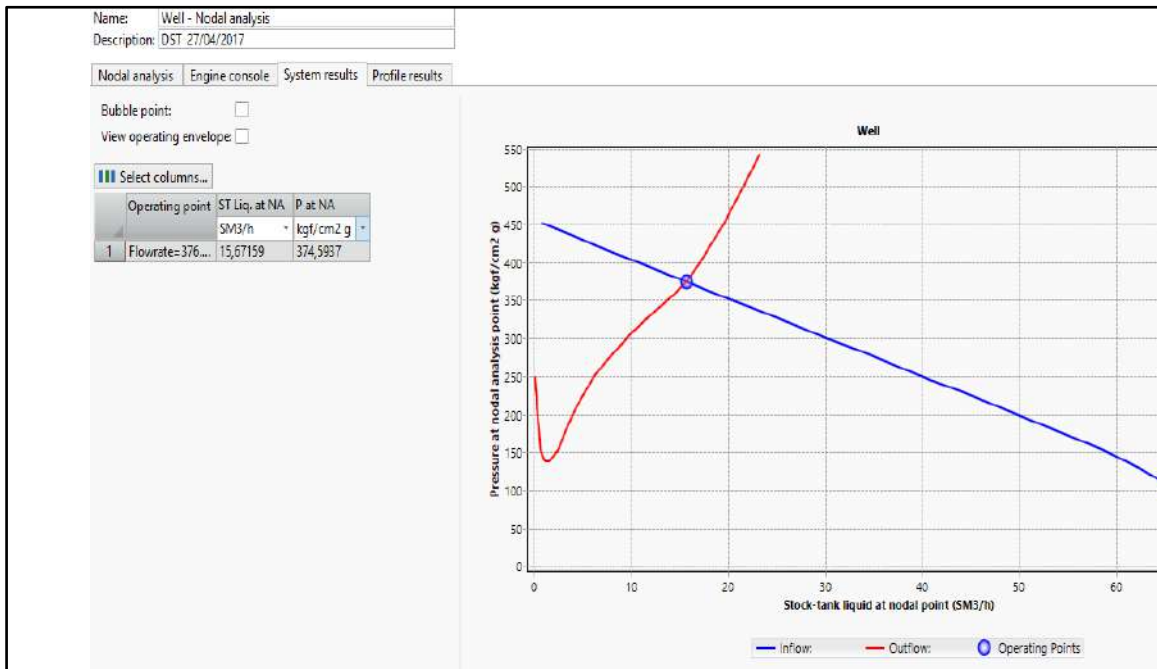


Figure III. 6: Le potentiel du puits HTFN9 basée sur le dernies jaugeage.

Sensibilité sur l'indice de productivité

L'analyse Nodal avec PIPESIM montre que si on améliore le PI de 0.35 à 1 Sm³/jour/bar par une fracturation hydraulique nous aurons un gain d'huile de 3m³/h (figure 16).

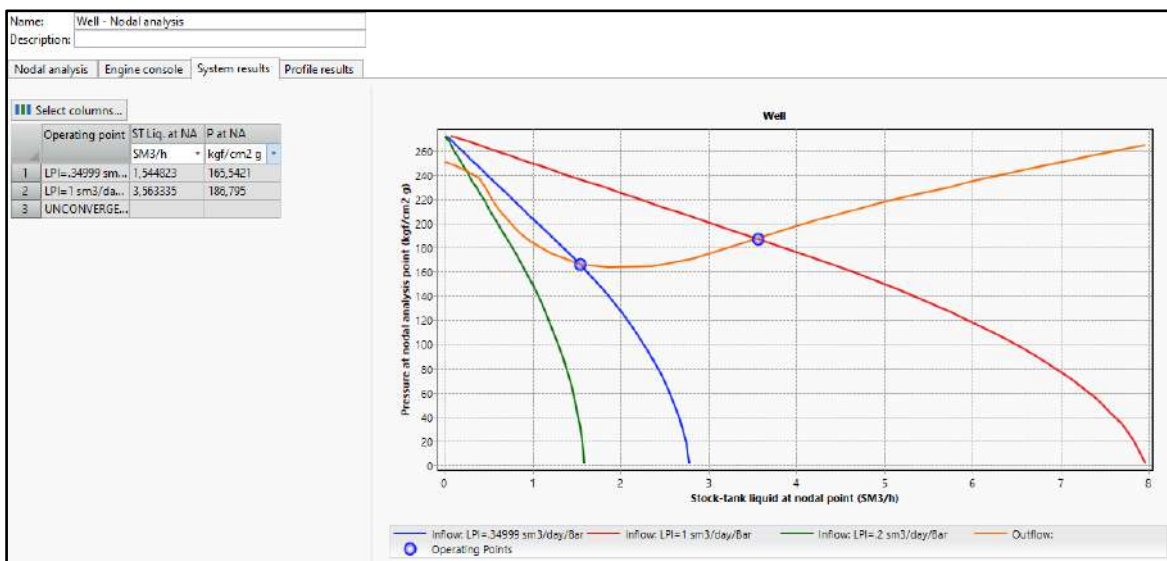


Figure III. 7: Le potentiel du puits HTFN9 basée sur IP.

III.3.4. Programme de la Fracturation hydraulique de puits HTFN9**➤ Préparation**

- Acid pré-Frac
- Test des espaces annulaire pour frac
- Bouchon de sable à 3440 m RT.

➤ Test d'injectivité

- Fluide : eau traitée.
- Remplissage du puits.
- Procéder à l'essai de rupture à 10 bpm.

➤ Injection de Xylène

Fluide : reformat.

Débit: 3 bpm.

Volume: 27 m3.

➤ Shadow frac

- Fluide : Selon compagnie de service
- Après la préparation du gel, s'assurer de la bonne qualité et vérifier le temps de réticulation en fonction du volume du puits et du débit de pompage.

Une fois que tout est prêt, passez au pompage :

Tableau III. 6 : Stage de pompages.

Step	Volume	Rate (bpm)
Linear gel (pre-pad)	1000 gals	0-30
Crosslinked gel (pad)	20000 gals (adjustable according to the evolution of the pressure)	30
Linear gel (flush)	168 bbls + volume of surface lines	30
Shut-down and pressure drop recording	0	0

➤ **Shut-in**

Après l'arrêt de pompage, fermer les vannes de surface et continuer à enregistrer les pressions jusqu'à ce que la pression de fermeture de la formation soit détectée et confirmée.

➤ **Température Log**

La température est enregistrée 4 heures après la fermeture pour déterminer la hauteur

➤ **Main Frac**

- Objectif : QH
- Selon l'expérience des puits voisins (HTFN12 et HTFN11), faire une fracturation hydraulique d'une taille moyenne
- Une concentration maximale d'environ 8 PPA, proppant HSP 20/40 et un débit de 30 bpm sont recommandés.
- Pour une meilleure conductivité, on recommande de pomper à la dernière étape proppant 16/30 HSP.

III.3.5. Déroulement de la fracturation hydraulique du puits HTFN9

L'opération de fracturation du puits HTFN9 a été réalisée en deux jours, et les résultats obtenus ont permis d'établir un design du traitement principal (Main frac), qui a été exécuté le deuxième jour.

a) Test d'injectivité (Le 29/04/2021)

Avant l'opération Minifrac, toutes les lignes de traitement (lignes de surface) ont été testées sous pression de 11 500 psi, les lignes annulaires ont été testées sous pression de 5000 psi, les dispositifs de déclenchement de pression de la pompe ont été tarés à 11 000 psi, la vanne de sécurité de l'annulaire 7 " a été fixée à 3 300 psi, et celle de 9 ^{5/8} " à 1 433 psi.

La Minifrac a été lancée par le test d'injection avec Eau traitée avec 201.3 bbls, 13% NH₄Cl et Naphta-Xylène (50-50). Pendant le test d'injection le débit maximal de 30 bbl/min a été établi à une pression en tête de 3960 psi et de 8507 psi au fond, le test d'injection a été suivi par 175.6 bbls (soit 27 m³) de Naphta-Xylène (50-50) dirigé vers les couches de faible stress, Naphta-Xylène a été déplacé (chassé) par 218 bbls (soit 34.65 m³) d'eau traitée. Une fois que Naphta-Xylène a été déplacé dans la couche de

contrainte minimale, le débit a été augmenté pour l'essai d'injection afin d'atteindre la pression de breakdown.

L'objectif de l'injection de Naphta-Xylène est le nettoyage du tubing du puits et éliminer les asphaltées dans réservoir afin de réduire les frottements au niveau aux abords du puits.

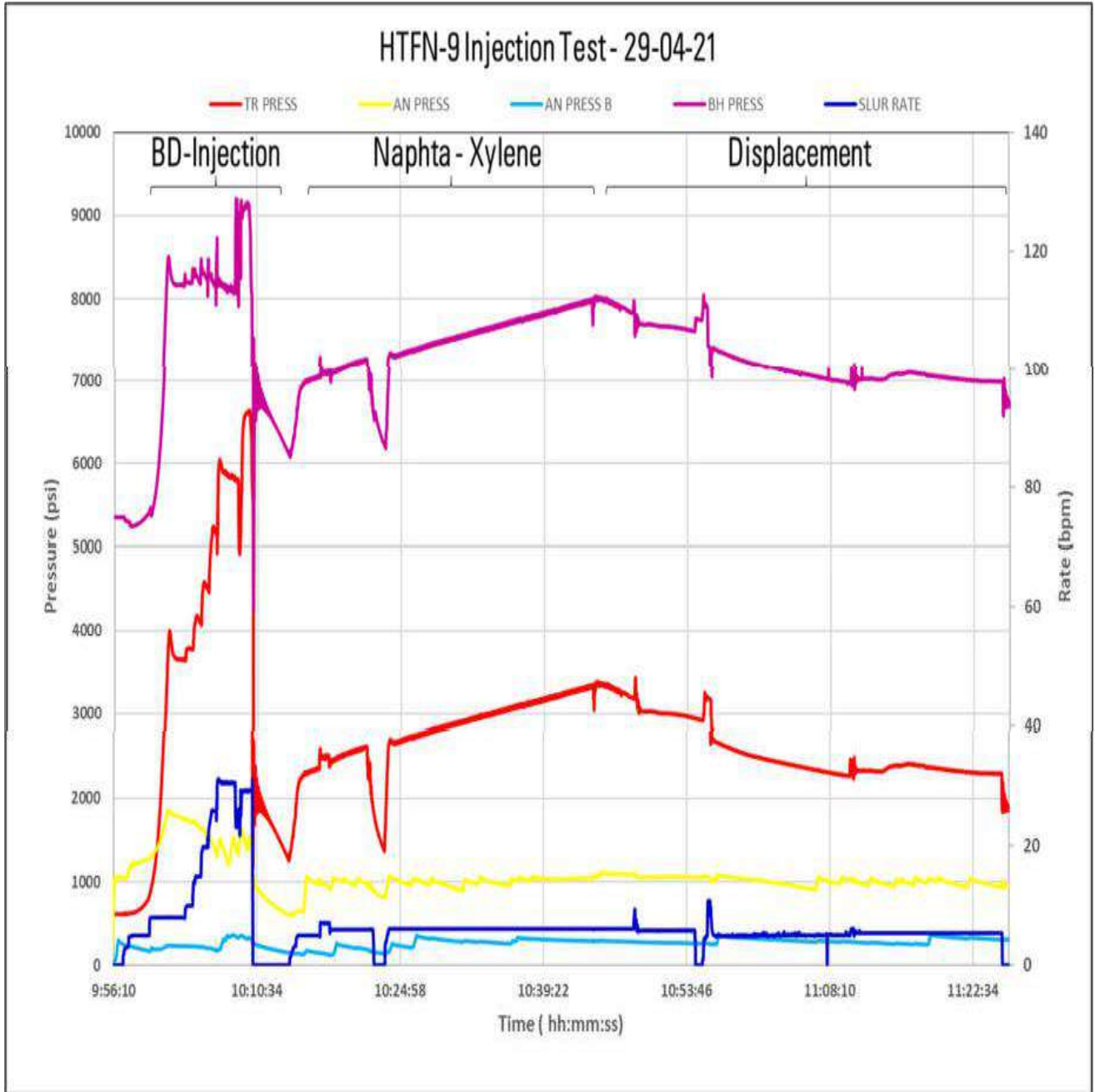


Figure III. 8: Test d'injectivités de HTFN9.

- **Analyse test d'injection (G-Fonction)**

La pression de fermeture du déclin a été récupérée à partir de la méthode G-Fonction à 6163 psi correspondant à un gradient de frac de 0,55 psi/ft et une pression nette de 1006 psi. L'efficacité a été calculée à 17,5 % et ISIP_{BH} de 7169 psi.

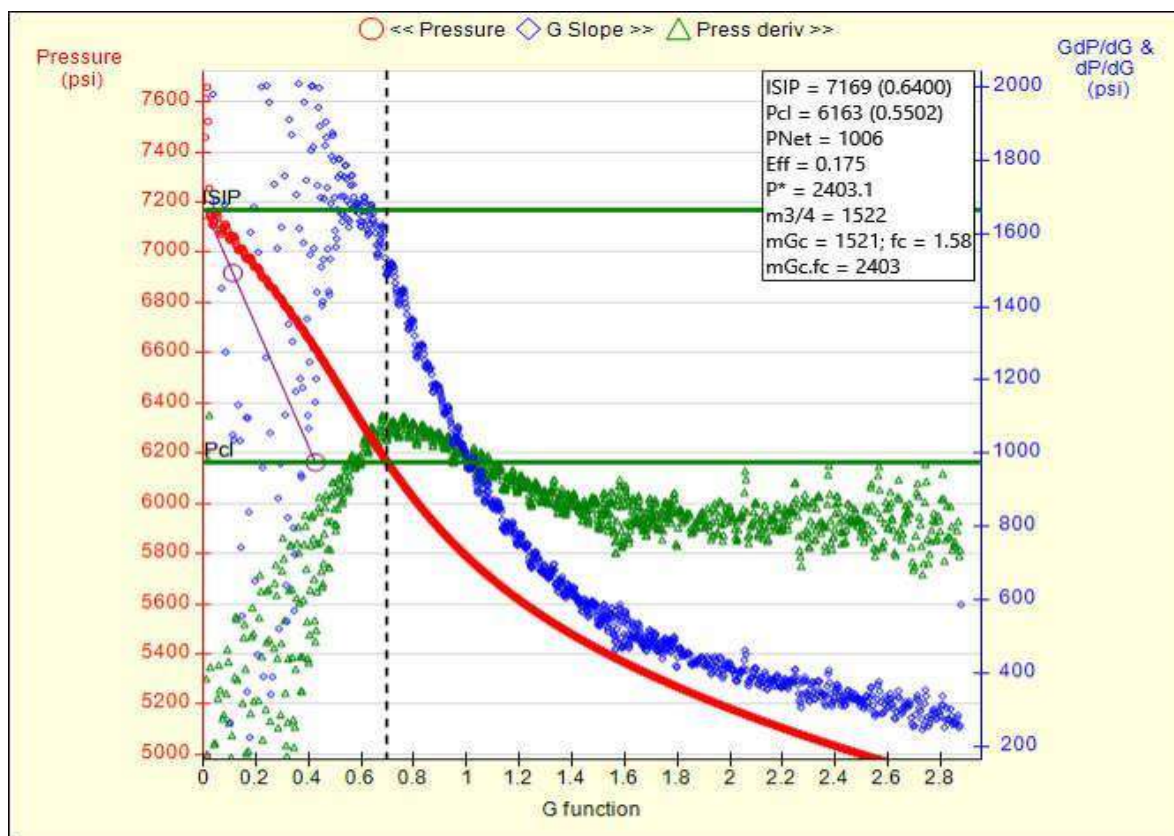


Figure III. 9: Analyse de test d'injectivité par la méthode G-fonction.

b) Shadow frac (Le 30/04/2021)

Un pré-pad (pré-tampon) de 2772 gallons de 66.5 bbl gel linéaire (WF135) et un débit maximum de 30 bbl/min suivi par 357.1 bbl de crosslinker gel (YF135HTD) et chassé par environ 178.9bblsde gel linéaire, les pompes ont ensuite été fermés et la pression de déclin contrôlée afin d'obtenir (ISIP) et la pression de fermeture de la fracture.

Après la fermeture, l'enregistrement de déclin de pression a été analysé, en utilisant la fonction-G et méthodes de racine carrée. La pression de fermeture de Minifrac a été choisie à 6,093 psi, avec une efficacité de fluide correspondant de 36,86% (Estimée par logiciel). La figure suivante représente les différentes pressions enregistrées lors du Shadow Frac.

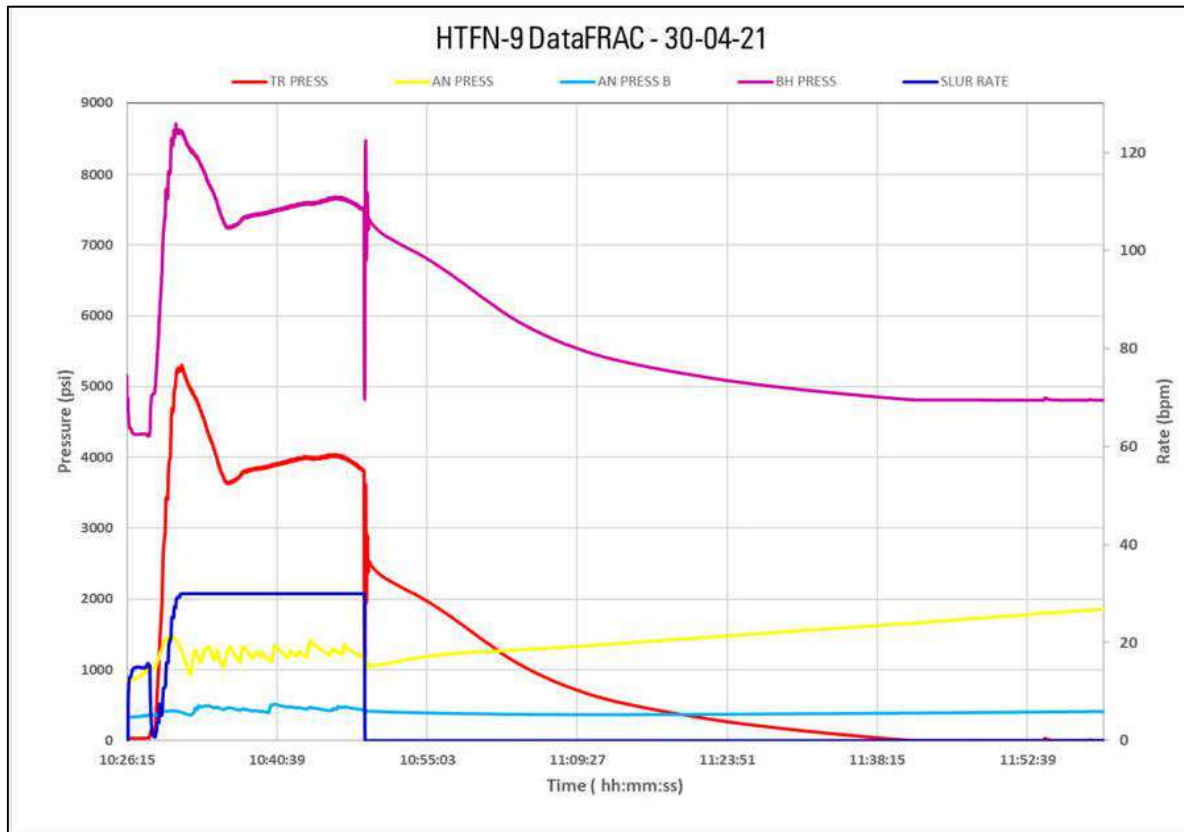


Figure III. 10: Enregistrement de test du mini frac de HTFN9.

L'analyse Data FRAC a révélé un frottement de surface total de 1 338 psi à 30 bpm avec un ISIP de fond de trou de 7 419 psi (0,66 psi/ft). La fermeture a été captée à 6 093 psi (0,54) psi/ft, correspondant à un Pnet de 1 326 psi. L'efficacité du fluide du fluide YF135HTD est estimée à 18,3 %.

- **Analyse shadow frac (G-Fonction)**

La pression de fermeture du déclin shadow frac a été récupérée à partir de la méthode G-Fonction égal 6 093 psi correspondant à un gradient de frac de 0,544 psi/ft et une pression nette de 1 326 psi. L'efficacité a été calculée à 18,3 % et ISIP_{BH} de 7419 psi

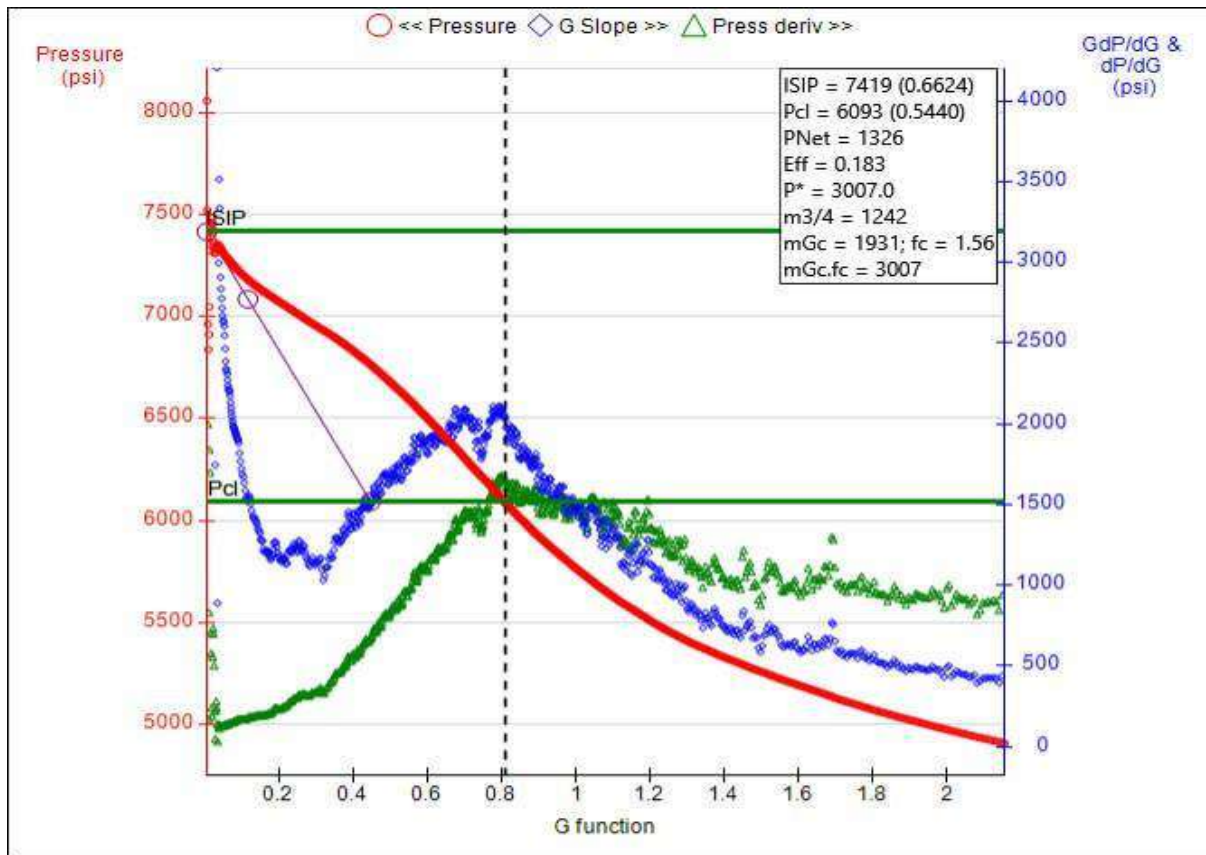


Figure III. 11: Analyse de mini frac par méthode G-function.

- **Thermo Log**

Un log de température a été exécuté quatre heures après le shadowfrac pour but de déterminer l’initiation (localisation) de la fracturation dans le réservoir ce qui nous permet d’obtenir la hauteur de la fracture (h_f). Ces renseignements décident s’il y a lieu ou non de poursuivre et dans quelles conditions le traitement du puits par fracturation hydraulique.

Interprétation de log de température

Le log de l’enregistrement des données a montré un refroidissement à partir de 3355 mètres au sommet du bouchon de sable à 3390 mètres en raison de bouchon de sable, il était impossible de déterminer si la fracture a continué de croître en hauteur au-dessous du bouchon de sable. De plus, l’enregistrement de température a montré une croissance non désirée de la hauteur (35 mètres au-dessus du bouchon de sable) qui provoque une diminution de la largeur et peut-être screen out, et la diminution de débit permet de réduire la croissance en hauteur.

$H_f = \text{fond de la frac} - \text{sommet du frac} = 3390 - 3355 = 35\text{m}$

D'après le log enregistré ce -dessous, on déduit les paramètres suivants de la fracture :

Tableau III. 7: Paramètres déduits de thermo log sur localisation de la fracture.

Paramètres	Valeurs
Hauteur totale de la fracture (h_f) (m)	35
Profondeur du sommet de la fracture (m)	3355
Profondeur du fond de la fracture (m)	3390

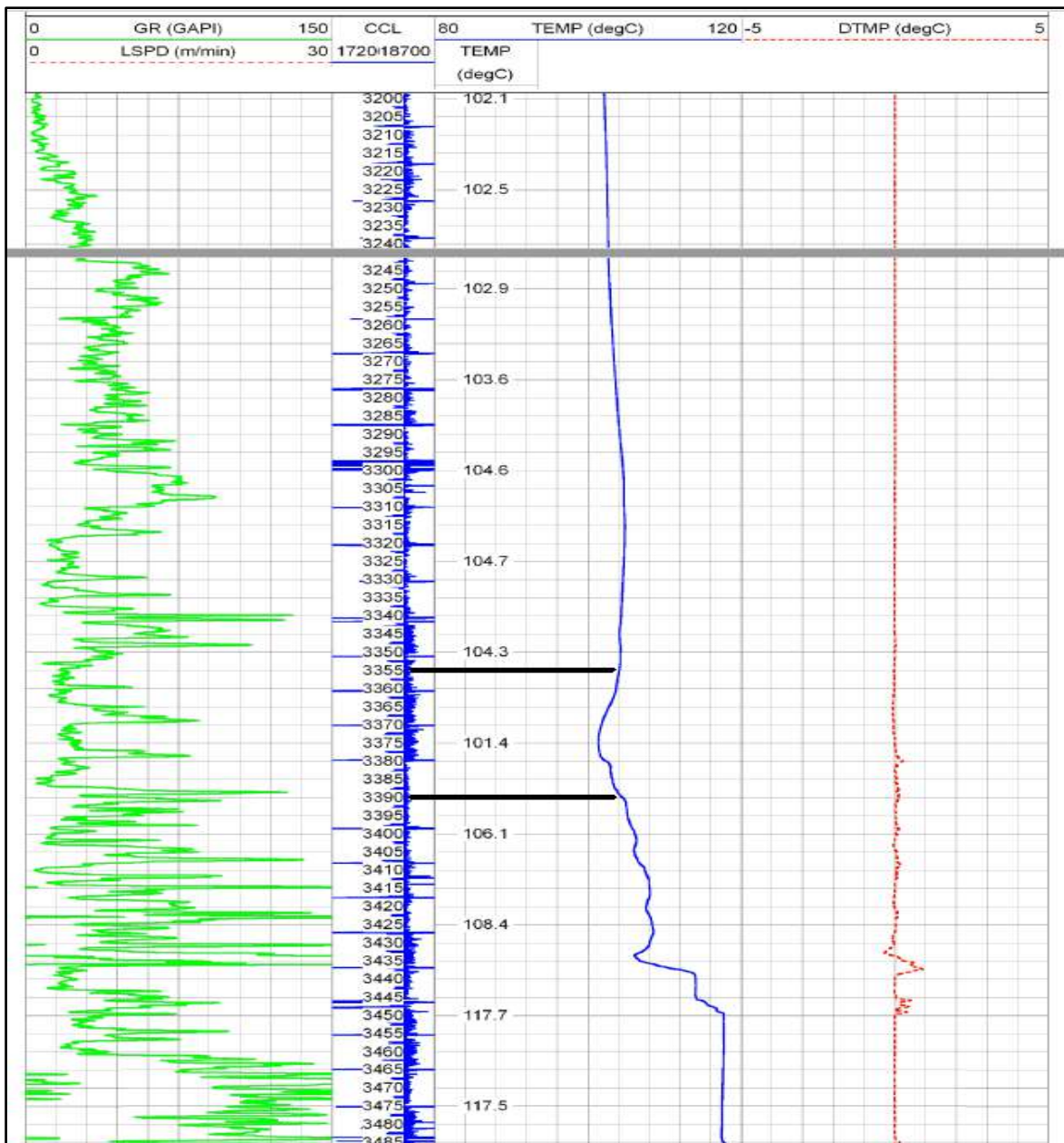


Figure III. 12 : Thermo Log du puits HTFN9.

- **Estimation de la pression de fracturation (P_f)**

La pression maximale atteinte lors de l'enregistrement (injection) correspond à la pression de fracturation (elle est retirée des données de fichier Excel de Mini frac) :

$$P_f = \text{Max}(P_{BH}) = 8708 \text{ psi}$$

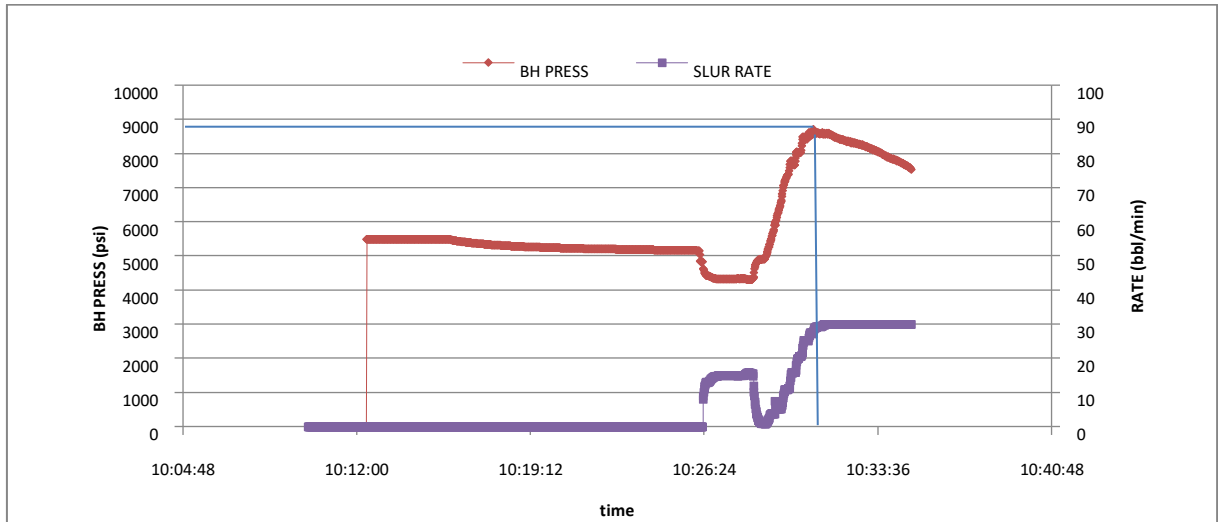


Figure III. 13: Détermination de la pression de fracturation, MinifracHTFN9.

- **Détermination de gradient de frac**

$$G_f = P_f / H = 8708 / 3404 = 2.55 \text{ psi/m ... (09)}$$

Avec : H profondeur de puits au mi perfs

- **Détermination de l'ISIP**

A partir de la courbe marquant l'évolution de la pression de fond (P_{wf}) après shut-in en fonction du temps, on peut déterminer la pression instantanée de fermeture ISIP, pour cela on trace une droite verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée est extrapolée le point d'intersection des deux droites correspond à l'ISIP.

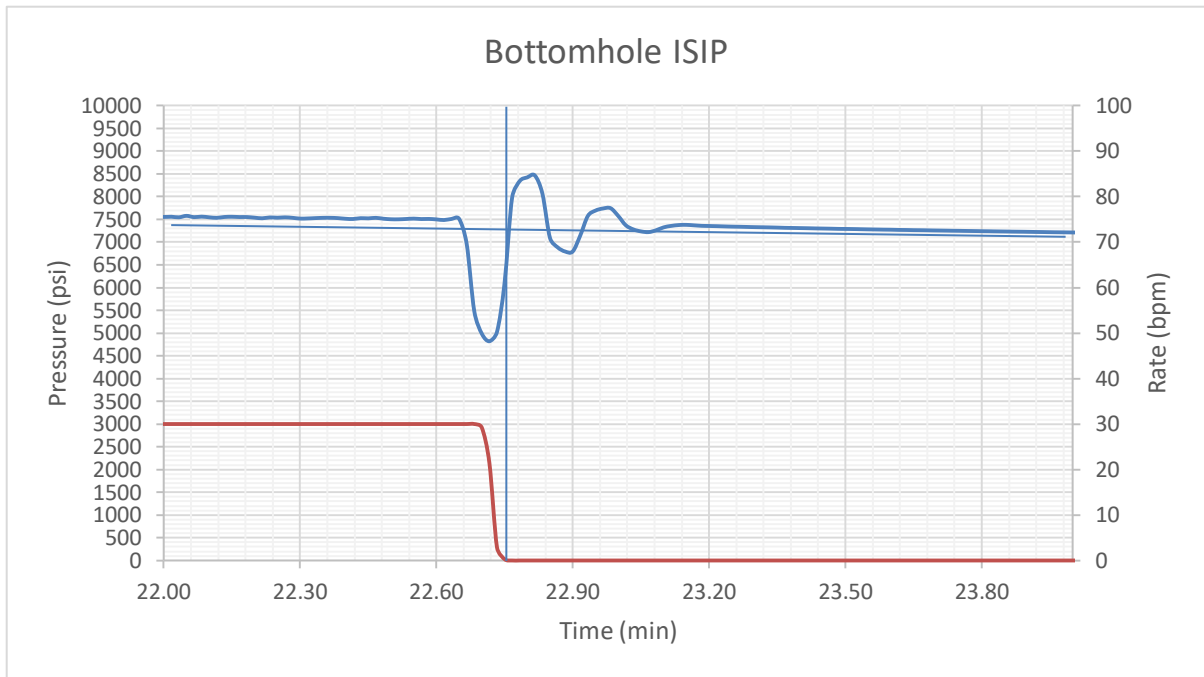


Figure III. 14: Détermination de L'ISIP_{BH}, MinifracHTFN9.

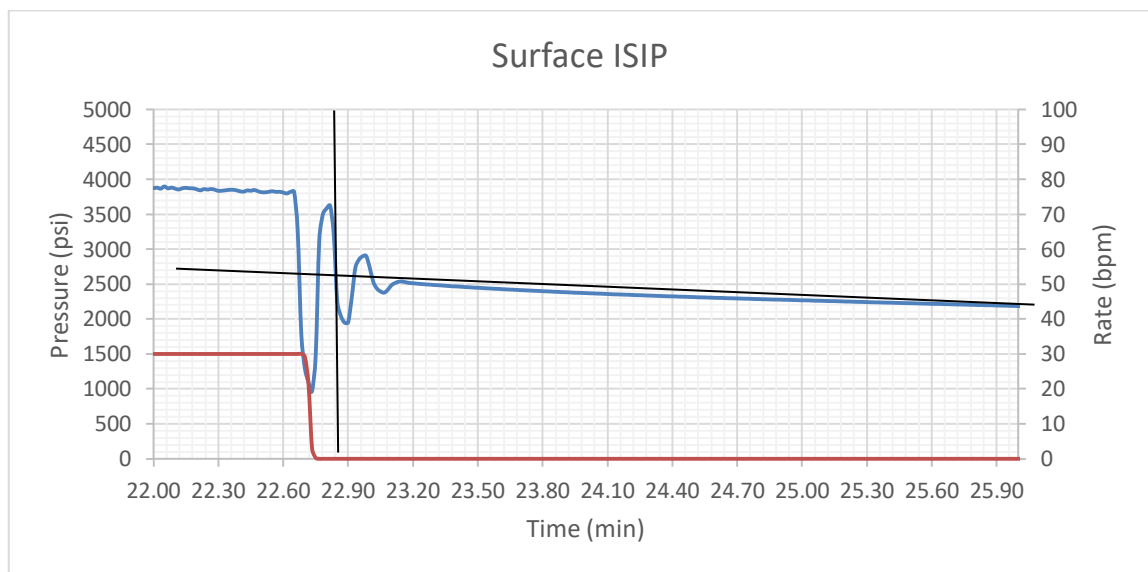


Figure III. 15: Détermination de L'ISIP_{SR}, MinifracHTFN9.

- **Détermination des pertes de charge aux abords du puits (ΔP_{NWB})**

$$\Delta P_{NWB} = LLP_{BH} - ISIP_{BH}$$

A partir de ce graphique (Fig III. 16) généré on peut facilement situer la valeur de ($ISIP_{BH}$) et (LLP_{BH}):

Avec :

$$\left. \begin{array}{l} LLP_{BH} = 7511 \text{ psi} \\ ISIP_{BH} = 7430 \text{ psi} \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{array}{l} \Delta P_{NWB} = 7511 - 7430 = 81 \text{ psi} \\ \Delta P_{NWB} = 81 \text{ psi} \end{array}$$

- **Détermination des pertes de charge totale (ΔP_{Total})**

$$\Delta P_{Total} = LPP_s - ISIP_s$$

Du graphique (Fig III. 15) on retire les valeurs de (LPP_s) et ($ISIP_s$)

Avec :

$$\left. \begin{array}{l} LPP_s = 3821 \text{ psi} \\ ISIP_s = 2520 \text{ psi} \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{array}{l} \Delta P_{total} = 3821 - 2520 = 1301 \text{ psi} \\ \Delta P_{total} = 1301 \text{ psi} \end{array}$$

- **Détermination des pertes par friction ($\Delta P_{Pipe\ friction}$)**

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{NWB} + \Delta P_{Pipe\ friction} \Rightarrow \Delta P_{Pipe\ friction} = \Delta P_{Total} - \Delta P_{NWB}$$

$$\Delta P_{pipefriction} = 1301 - 81 = 1220 \text{ psi}$$

- **Détermination de pression de fermeture (PC)**

Le calcul de la pression de fermeture est essentiel, en effet elle correspond à la contrainte principale horizontale minimale (σ_h). La valeur de (σ_h) est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture.

a) La méthode de la racine carrée du temps (square root of time)

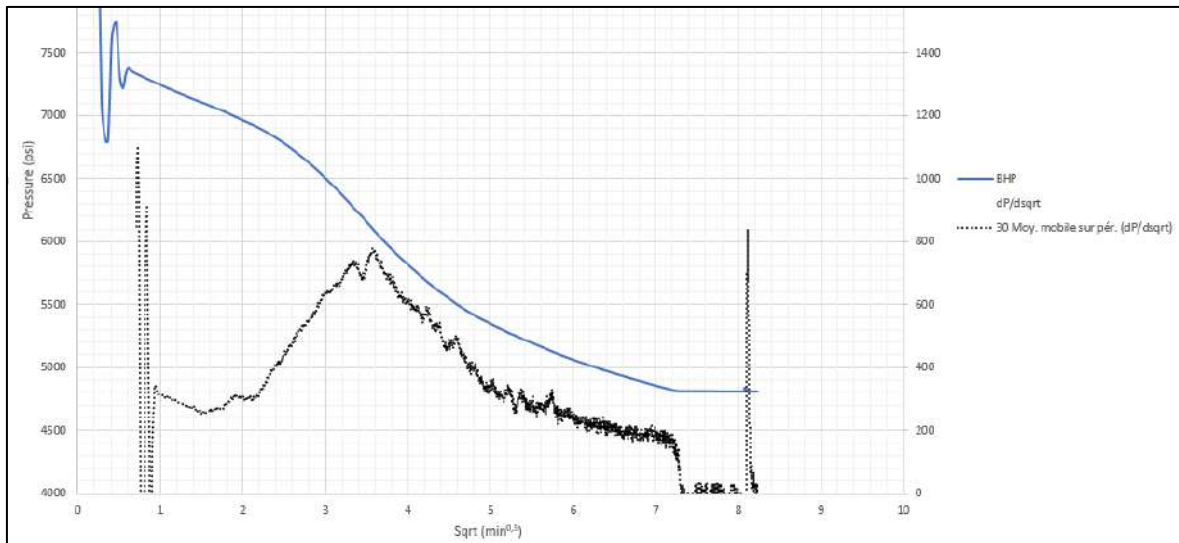


Figure III. 17: Détermination de la pression de fermeture par la racine carrée du temps, Minifrac.

D’après le graphe de racine carrée, on détermine que

- $P_c = 6100$ psi
- $T_c = 11:01:53$ (h: min: s)

b) La méthode (G-function)

La détermination de la pression de fermeture (P_c), se fait par l’analyse du déclin de pression après fermeture peut se faire grâce à la fonction-G, définie par formules ci-dessous :

$$\begin{cases} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] & \text{(Borne sup)} \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1} (1 + \Delta t_D)^{-1/2} + (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] & \text{(Borne inf)} \end{cases}$$

Où : $\Delta t_D = \frac{t - t_p}{t_p} = \frac{\Delta t}{t_p}$ et $\Delta t = t - t_p$: Temps après shut-in.

t : Temps de l’enregistrement, t_p : Temps de pompage.

Après le shut-in, on effectue le tracé : $P_{BH} = f(G(\Delta T_D))$.

L’injection (Pump-in) : après cette phase on peut déterminer les paramètres suivants : pression d’initiation de la fracture, pression de propagation de la fracture et le modèle de propagation de la fracture.

La fermeture (shut-in/fall-off) : après cette phase on peut déterminer les paramètres suivants ISIP, l'efficacité du fluide de traitement (η), Le coefficient de filtration (C_L) et la pression de fermeture de la fracture (P_c).

Sachant que l'efficacité de fluide est ($F.E=37.77\% > 20\%$) ou ($F.E=0.3777 > 0.2$), la pression de fermeture (P_c) sera déterminée par G-Function (Borne inf).

Dans autre cas :

Temps de fermeture (Tc)

- $T_c \begin{cases} \text{Début de fermeture : } 10:49:07(\text{h: min: s}) \\ \text{fin de fermeture : } 11:01:53(\text{h: min: s}) \end{cases} \implies T_c=765\text{s}=12,766 \text{ min}$

Temps de pompage (Tp) ou d'injection (Tinj)

- $T_p \begin{cases} \text{Début de pompage : } 10:26:21(\text{h: min: s}) \\ \text{fin de pompage : } 10:49:07(\text{h: min: s}) \end{cases} T_p=1366\text{s}=22,767\text{min}$

On a :

$$\begin{cases} \Delta t = \{1,2,3,4, \dots, 35,53\} (\text{min}) \\ T_p = 22,767\text{min} \end{cases}$$

Sachant que l'efficacité de fluide est de ($37.77\% < 20\%$), la détermination de (P_c) se fera par l'utilisation de $G(\Delta t_D)$ (Borne supérieure). Tableau ci-dessous résume les valeurs de pression de fond (p_{BH}) après shut-in, et la fonction $G(\Delta T_D)$

Tableau III. 8 : Les données nécessaires pour le tracé de $P_{BH} = f(G(\Delta T_D))$

Temps (h : min : s)	$\Delta t_D = \Delta t/t_P$	$G(\Delta T_D)$ UB	P_{BH} (psi)
11:01:37	0,549040278	0,783865957	6129
11:01:38	0,549772331	0,784735556	6127
11:01:39	0,550504385	0,785604857	6125
11:01:40	0,551236439	0,786473863	6123
11:01:41	0,551968492	0,787342572	6121
11:01:42	0,552700546	0,788210985	6120
11:01:43	0,5534326	0,789079102	6118
11:01:44	0,554164654	0,789946925	6116
11:01:45	0,554896707	0,790814452	6114
11:01:46	0,555628761	0,791681685	6112
11:01:47	0,556360815	0,792548623	6111
11:01:48	0,557092868	0,793415268	6109
11:01:49	0,557824922	0,794281619	6107
11:01:50	0,558556976	0,795147677	6105
11:01:51	0,559289029	0,796013442	6103
11:01:52	0,560021083	0,796878915	6101
11:01:53	0,560753137	0,797744095	6100
11:01:54	0,561485191	0,798608983	6098
11:01:55	0,562217244	0,79947358	6096
11:01:56	0,562949298	0,800337886	6094
11:01:57	0,563681352	0,8012019	6093

Le temps de fermeture déjà calculé est ($T_c=11 :01 :53$), qui correspond à $G = 0,797744095$ en faisant une projection sur l'axe des ordonnées (P_{BH}), on lit ($P_{BH}=6100\text{psi}$) et d'après les donnée du tableau, on a ($P_{BH}=6100\text{psi}$).

D'après méthode fonction-G on calcule Efficacité et Coefficient de filtration

$$\eta = \frac{G_c}{(2 + G_c)} = \frac{0,797744095}{(2 + 0,797744095)} = 28.57\% \quad \dots \dots (10)$$

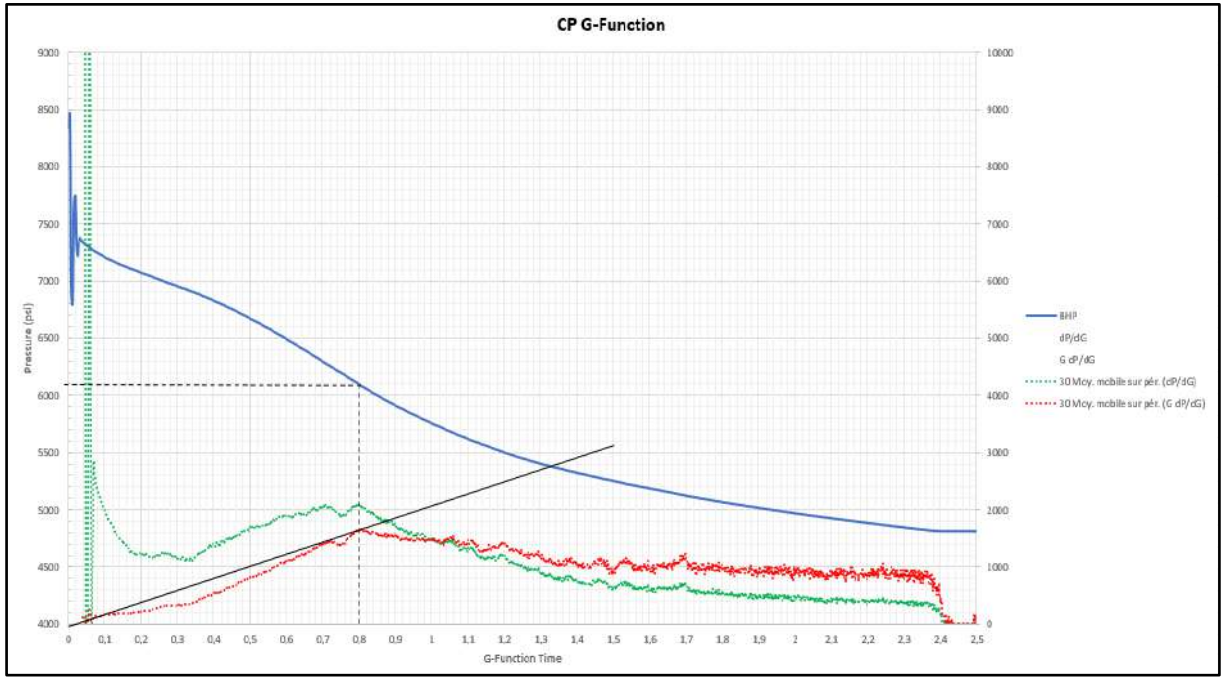


Figure III. 18: Détermination de la (PC) par la fonction-G, MinifracHTFN9.

Le gradient de fermeture peut être donc estimer en utilisant l’expression suivante (G_f) :

$$G_f = P_c/H \dots(11)$$

Où : H= Profondeur (au milieu de l’intervalle perforé) soit H = 3404 m = 11165,12ft

Alors :

$$G_f = 6100/11165,12 = 0,54 \text{ psi/ft} \quad G_f = 0,54 \text{ psi/ft}$$

- **La pression nette dans la fracture (Pnet)**

La pression nette est déterminée par l’équation ci-dessous : $P_{Net} = ISIP_{BH} - P_c$

$$\left. \begin{array}{l} ISIP_{BH} = 7430 \text{psi} \\ P_c = 6100 \text{psi} \end{array} \right\} \rightarrow P_{net} = 7430 - 6100 = 1330 \text{psi} \dots (12)$$

- **Détermination du modèle de propagation de la fracture**

Cette démarche est délicate à réaliser car il est très difficile, même en ayant recouru à des logiciels aussi performant soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné.

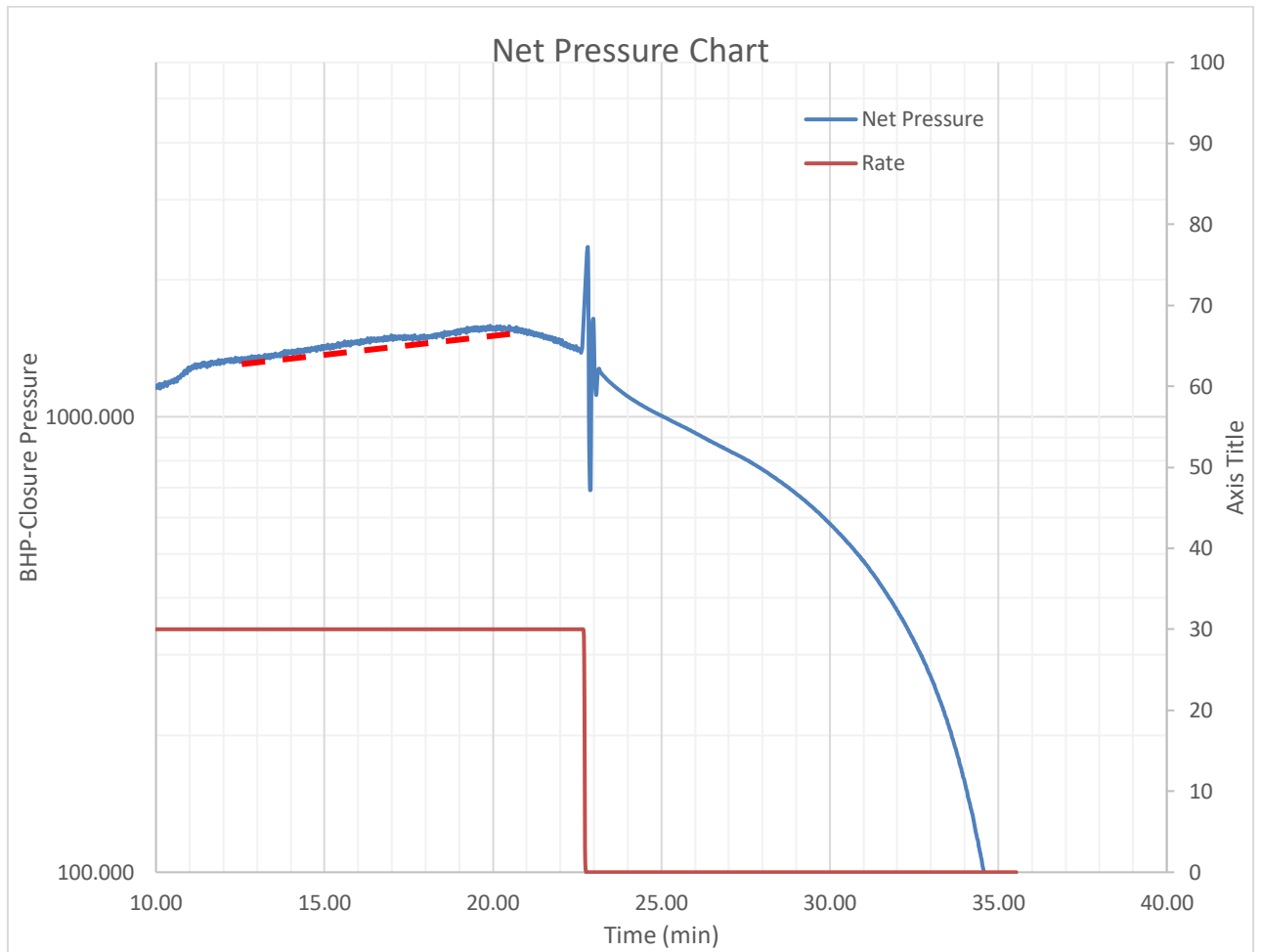


Figure III. 19: Plot de la pression nette, MinifracHTFN9

Pour faciliter l’interprétation du plot, on se restreint au signe algébrique de la pente (positif, négatif ou nul), en utilisant la courbe de Nolte Smith (Voir Chapitre (IV)). La pression nette est enregistrée en fonction du temps.

On observe que la pente est légèrement positive donc modèle considéré : **PKN**

N.B : On obtient le Net plot qu’après la fin du DataFrac.

- **Calcule du module de déformation plane (E')**

Le module de déformation plane (E') est calculé par la formule suivante :

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \dots (13)$$

Avec : E : Module d’Young (Mpsi).

ν : Coefficient de Poisson.

$$\text{Sachant que : } \begin{cases} E = 8.10^6 \text{ psi} \\ \nu = 0.22 \end{cases}$$

$$E' = \frac{8.10^6}{(1-0.22^2)} = 8.4 * 10^6 \implies E' = 8.4 * 10^6 \text{ psi} = 8.4 \text{ Mpsi}$$

Coefficient de filtration (CL)

L'efficacité ainsi que le coefficient de filtration du fluide sont également estimées à partir des mêmes plots de la (P_C), on peut donc lire directement sur l'écran leurs valeurs, elles correspondent par ailleurs à une pente relative à la fonction-G. Le coefficient de filtration (C_L) est donné par la formule ci-après :

$$C_L = \frac{m\beta}{r_p \sqrt{T_{inj} E}} X_f \quad \dots (14)$$

Avec :

$$X_F = H_f (\text{Cas de modèle PKN}) \quad \text{avec : } H_f = 35 \text{ m} = 114,83 \text{ ft}$$

$$T_p = 22.767 \text{ min (calcul)}$$

$$\text{Alors : } r_p = \frac{H_u}{H_f} = \frac{102,72}{114,83} \quad r_p = 0.89$$

► Facteur géométrique (β)

Ce facteur reflète l'effet de courant du fluide et viscosité pendant la fermeture.

$$\beta = (2n'+2)/(2n'+3+\alpha)$$

α : Coefficient qui décrit la constance de la viscosité du fluide de fracturation, pour une viscosité constante ($\alpha = 0$), sinon, ($\alpha < 1$). Généralement on prend (α) égal à 0.

n' : Exposant dans le modèle rhéologique de loi de puissance. ($n' = 0.45$)

$$\beta = [2(0.45)+2]/[2(0.45)+3+0] = 0.74 \implies \beta = 0.74$$

► Calcul de la pente (m)

À partir des mêmes plots de la (P_C), on peut déterminer la valeur de la pente relative à la fonction-G.

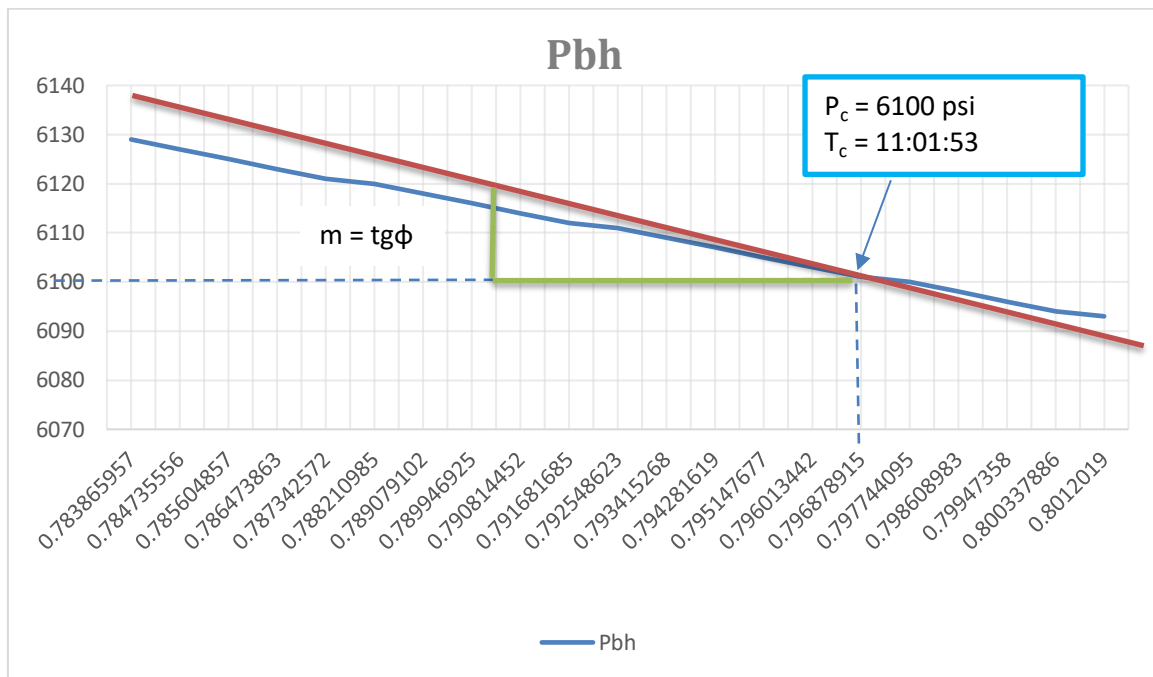


Figure III. 20: Détermination de la pente relative à la fonction-G.

On a : $m = \text{tg}\phi = \Delta P_{BH} / \Delta G(\Delta T_D)$

$$m = \text{tg}\phi = \frac{(5997 - 6196)}{|0.850827757 - 0,750597789|} = 1985.43 \Rightarrow m = 1985.43$$

Une fois les valeurs nécessaires sont calculées, on peut calculer le coefficient de filtration :

$$C_L = \frac{m\beta}{r_p \sqrt{T_{inj}} E' h_f} = \frac{(1985.43) * 0.74}{0.766 * \sqrt{22.767} * 10^6} = 0.2054052 \text{ ft}/\text{min}^{0.5}$$

$$C_L = 0.2054052 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Remarque

On a : $C_L = 0.2054052 \text{ ft}/\text{min}^{0.5} > 0.001 \text{ ft}/\text{min}^{0.5} \Rightarrow$ Réservoir a une bonne perméabilité.

- L'efficacité et le coefficient de filtration calculer à partir de la fonction-G, sont optimismés et pour cela ils doivent être corrigés par cette méthode :

$$\eta_{new} = \frac{G^*}{(2+G^*)} \dots (15)$$

$$G^* = \frac{P_{net}}{P^*} \dots (16)$$

$$P^* \begin{cases} \max(m_{3/4}, m'_G) & PKN \\ m_{3/4} & KGD \\ m_{3/4} & Radial \end{cases}$$

Avec : $m_{3/4}$ cest slope a $P_{3/4}$

$$p_{3/4} = p_c * \frac{3}{4} (p_{ISIP} - p_c) = p_c + \frac{3}{4} p_{net} \dots (17)$$

$$m'_G = m_{Gc} \frac{1}{\beta_s} \sqrt{(1 + \Delta t_{CD})} f_D(\Delta t_{CD}) \dots (18)$$

$$f(\Delta T_D) \begin{cases} \sin^{-1}(1 + \Delta T_{cd})^{-1/2} & \alpha = \frac{1}{2} \\ 2 \left((1 + \Delta T_{cd})^{-\frac{1}{2}} - \Delta T_{cd}^{-\frac{1}{2}} \right) & \alpha = 1 \end{cases} \text{ dans ce cas en prend } \alpha = \frac{1}{2}$$

$$C_L = \frac{P^* \beta}{r_p \sqrt{T_{inj} E'}} h_f \dots (19)$$

Avec : Δt_{CD} a pression fermeture

Tableau 3. 6 : résultats d'efficacité et coefficient de filtration à partir G-fonction

Tableau III. 9 : Résultats d'efficacité et coefficient de filtration à partir G-fonction.

Δt_{CD}	0,56	/
$f_D(\Delta t_{CD})$	0,93	/
Slopem $_G'$	3096	/
$P_{3/4}$	7098	psi
Slope $m_{3/4}$	1205	/
Slope P^*	3096	/
G^*	0,430	/
Efficiency	17.6	%
Matched C_L	0,0027	feet/min ^{0,5}

- **Calcul de la Conformité de la fracture (C_f)**

Elle est calculée par la formule suivante : $C_f = \frac{\pi\beta h_f}{2E}$... (20)

$$C_f = \frac{3.14(0.74) \cdot (114,83)}{2(8,4 \cdot 10^6)} = 1,5 \cdot 10^{-5} \Rightarrow C_f = 1,5 \cdot 10^{-5} \text{ft/psi}$$

- **Volume injecté (V_{inj})**

Connaissant le débit et le temps d'injection (pompage), on déduit le volume injecté par :

$$V_{inj} = Q_{inj} \cdot T_{inj} \quad \dots (21)$$

- $\left. \begin{array}{l} Q_{inj} = 30 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} (\text{Qmx atteint lors de pompage}) \\ T_{inj} = 22.767 \text{ min} \end{array} \right\} V_{inj} = 30(22.767) = 683.01 \text{ bbl}$

$$V_{inj} = 683.01 \text{ bbl} = 3835.70 \text{ ft}^3$$

- **Estimations de la Géométrie fracturée par la méthode de Nolte**

- **Estimation de la surface (A_f)**

Pour un seul aileron de la fracture (A_{f1}) :

$$A_{f1} = \frac{(\eta)V_{inj}}{w} \quad \dots (22)$$

Sachant que :

$$w = \frac{2 * \eta * r_p * C_L * \sqrt{T_{INJ}} G_0}{1 - \eta} \quad \dots (23)$$

$$w = \frac{2 * 0.176 * 0.89 * 0.0027 * \sqrt{22.767} * 1,57}{1 - 0.176} = \Rightarrow w = 7.9 * 10^{-3} \text{ft} = 9.5 * 10^{-2} \text{in}$$

Alors :

$$A_{f1} = \frac{(0.176)3835.70}{7.9 * 10^{-3}} = 86758,35 \text{ ft}^2$$

On a la surface de la fracture : A_f = 2A_{f1}

$$A_f = 2 \cdot (86758,35) = 173516,69 \text{ft}^2$$

- **Estimation de la longueur (X_f)**

$$\text{On a : } X_f = \frac{A_{fl}}{2h_f} \quad \dots(24)$$

$$X_f = \frac{86758,35}{2.(114.83)} = 377,86 \text{ ft} \Rightarrow X_f = 115,20 \text{ m}$$

- **Volume de la fracture (V_f)**

$$\eta = F.E = \frac{V_f}{V_{inj}} \Rightarrow V_f = \eta.V_{inj} \quad \dots(25)$$

$$V_f = 0.176(3835.70) = 675.0832 \text{ ft}^3$$

- **Volume de pad (V_{Pad})**

Volume de pad (V_{Pad}) est donné par la formule ci-dessous :

$$V_{Pad} = \frac{(1-\eta)}{(1+\eta)} \cdot V_{inj} \quad \dots(26)$$

$$V_{Pad} = \frac{(1-0.176)}{(1+0.176)} \cdot 675.0832 = \text{ft}^3 \Rightarrow V_{Pad} = 473.017 \text{ ft}^3 = 3538.41 \text{ gal}$$

- **Procédure de sélection des agents de soutènements**

La sélection proppant est principalement gouvernée par la conductivité souhaitée pour un débit désiré, en relation avec la perméabilité et la concentration des agents de soutènement dans la fracture. Elle est aussi basée d'un côté principal de contrainte in-situ, et d'autre côté des diamètres des perforations en plus de leur disponibilité et leur coût. La procédure de choix est la suivante :

- On détermine la pression de fermeture (P_c) en (psi).
- Par l'utilisation de l'abaque, on détermine la perméabilité de l'agent de soutènement en fonction de la pression de fermeture.
- On calcule la conductivité adimensionnelle de fracture.
- La concentration de l'agent de soutènement dans la fracture.
- La masse de proppant nécessaire

➤ **Conductivité adimensionnelle de fracture (F_{CD})**

$$F_{CD} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f}$$

K_f : perméabilité de proppant.

K : perméabilité de la formation ($K=8.64\text{md}$).

W_f, X_f : épaisseur et longueur de la fracture.

➤ **La perméabilité du proppant**

(Annexe B: Figure B.2), « Abaque de détermination de la perméabilité de l'agent de soutènement » nous donne pour $P_c = 6100$ psi et pour les agents de soutènement de haute résistance (High Strength Proppant), une perméabilité approchée est de 380 Darcy.

$$F_{CD} = \sin 1 + \Delta c d^{0.5} = 0.93 \Rightarrow F_{CD} = 0.93$$

➤ **La concentration de l'agent de soutènement dans la fracture**

$$C_p = \frac{W_f (1 - \Phi_p) \rho_p}{12} \dots (27)$$

Φ_p : Porosité de l'agent de soutènement.

ρ_p : Masse spécifique de l'agent de soutènement.

Les propriétés du proppant sélection sont indiquées dans le tableau suivant (Voir Annexe B : Tableau B.1 et Tableau B.2) :

Tableau III. 10: Propriétés du proppant HSP.

Résistance	HSP : Haute résistance (Sintered Bauxite)
Mesh Size	20/40
Densité	3,64 g/cm ³
Masse volumique : ρ_p	169 lb/ft ³
Porosité moyenne : Φ_p	42%
Diamètre moyen	0,025 in

$$C_p = \frac{9.5 * 10^{-3} (1 - 0.42) 169}{12} = 0.82 \Rightarrow C_p = 0.82 \text{ lb/ft}^2$$

► La masse de proppant nécessaire

$$m_{\text{Proppant}} = C_p \cdot A_f \dots (28)$$

$$m_{\text{Proppant}} = (0.077) \cdot (86758,35) = 6732,37 \Rightarrow m_{\text{Proppant}} = 6732,37 \text{ lbs.}$$

• Résultats obtenus du simulateur « DATA FRAC »

Tableau III. 11: Résultats obtenus du simulateur « DATA FRAC ».

Parameters	valeurs	Unite
Treated Water	551.6	Bbl
Linear fluid volume (WF135)	245.5	Bbl
Cross-linked fluid volume (YF135HTD)	357.1	Bbl
Naphta-Xylene volume	175.6	Bbl
Average Injection Rate	28.6	Bpm
Maximum Injection Rate	30.0	Bpm
ISIP Surface	2,486	Psi
ISIP Bottom hole	7,419	Psi
ISIP Gradient	0.66	psi/ft
Average surface treating pressure	3,853	Psi
Maximum surface treating pressure	5,269	Psi
Total friction of WF135 @ 30 bpm	1,338	Psi
Closure pressure	6,093	Psi
Closure Gradient	0.54	psi/ft
Net Pressure	1,326	Psi
Efficiency	18.3	%

- **Comparaison des valeurs des paramètres calculés et celles de simulateur**

Tableau III. 12: Comparaison des paramètres calculés et celles de simulateur.

Paramètre	Symbole	Valeur calculée	Valeur Logiciel	unité
Gel réticulé	PAD	3538.41	2630.4	Gal
ISIPde fond	ISIP _{NWB}	7430	7419	Psi
ISIPde surface	ISIP _S	2520	2486	Psi
Perte de charge au fond	ΔP_{NWB}	81	81	Psi
Perte de charge totale	ΔP_{Total}	1301	1338	Psi
Perte de charge par friction	$\Delta P_{Friction\ pipe}$	1220	1257	Psi
Pression de fermeture	P _c	6100	6093	Psi
Pressure nette	P _{net}	1330	1326	Psi
Efficacité	η	17.6	18.3	%
Gradient de fracturation	G _f	1.79	1.78	Psi/ft
Longueur	x_f	115,20	166,2	M
Hauteur	h_f	35	25	M
Largeur	W_f	0.095	0.072	In
Conductivité adimensionnelle de fracture	F _{CD}	0.93	3	-
Masse de proppant	m _{proppant}	44.107	6	Klbs

c) Main frac (Traitement principal)

- **Préparations nécessaires**

1. Mener une réunion sur la sécurité et la procédure de pré-emploi de revoir les procédures de travail et des problèmes de sécurité.
2. Test de pression de toutes les lignes de traitement (lignes de surface) à 11 500 psi.
3. Test de pression des lignes annulaire 7 "de surface à 5000 psi
4. Test de pression des lignes annulaire 13^{3/8} " de surface à 5000 psi.
5. Régler la pression des pompes kick-outs à 9500 psi
6. Régler la pression de la vanne se sécurité de l'annulaire 7 " à 3300 psi
7. Régler la pression de la vanne se sécurité de l'annulaire 13^{3/8} " à 1500 psi.
8. Ouvrez les vannes de tête de puits.
9. Augmenter la pression de l'annulaire 13^{3/8} " à 500 psi et maintenez cette pression pendant le fonctionnement.

10. Augmenter la pression de l'annulaire 7 " à 1000 psi et se préparer à tenir 2600 - 3000 psi pendant le fonctionnement.
11. Commencez à pomper un pré-tampon de 1.000 linéaires gels et établir un débit d'injection 25 bbl/min (étape 1)
12. Maintenir un débit d'injection de 25 bbl/min et pomper le pad de HYBOR H3.5410 de 14 000 gal (étape 2).
13. Continuer l'injection de HYBOR H3.5410 à 25 bbl/min et ajouter 20/40 Premium Prop Plus dans un agent de soutènement de concentration varie de 1 à 4 lb / gal en 4000 gal de fluide propre (étape 3).
14. Continuer l'injection de HYBOR H3.5410 à 25 bbl/min et ajouter 20/40 Premium Prop Plus dans un agent de soutènement de concentration varie de 4 à 8 lb/gal en 4000 gal de fluide propre (étape 3). (Étape 4).
15. Continuer l'injection de HYBOR H3.5410 à 25 bbl/min et ajouter 20/40 Premium Prop Plus dans un agent de soutènement de concentration 8 lb / gal en 1800 gal de fluide propre (étape 3). (Étape 5).
16. Déplacer (chasser) le gel réticulé (crosslinked gel) avec 7280 gallons de gel linéaire (étape 10).
17. Arrêter pompage et fermer les vannes de surface.
18. Contrôler ou suivre le déclin de pression.

- **Les plannings de pompage**

Tableau III. 13: Design Frac cade , Traitement principal, HTFN9.

Main Frac Executed Pump Schedule									
Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Pump Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Prop Name	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	Pre-Pad	72.9	18.8	03:53	WF135	3048		0	0
2	Pad	476.2	29.8	15:59	YF135HTD	19980		0	0
3	1.0 PPA	72.1	30	02:24	YF135HTD	2903	HSP 30/50	1	2830
4	2.0 PPA	82.9	30	02:46	YF135HTD	3205	HSP 30/50	2	6211
5	3.0 PPA	78.5	30	02:37	YF135HTD	3001	HSP 20/40	3	8918
6	4.0 PPA	80.8	30	02:42	YF135HTD	2999	HSP 20/40	4	12016
7	5.0 PPA	83.2	30	02:46	YF135HTD	3002	HSP 20/40	5	14934
8	6.0 PPA	85.5	30	02:51	YF135HTD	3003	HSP 20/40	6	17895
9	7.0 PPA	64	30	02:08	YF135HTD	2192	HSP 20/40	7	15999
10	8.0 PPA	167.5	30	05:35	YF135HTD	7026		0	0

- **Enregistrements du Traitement principal**

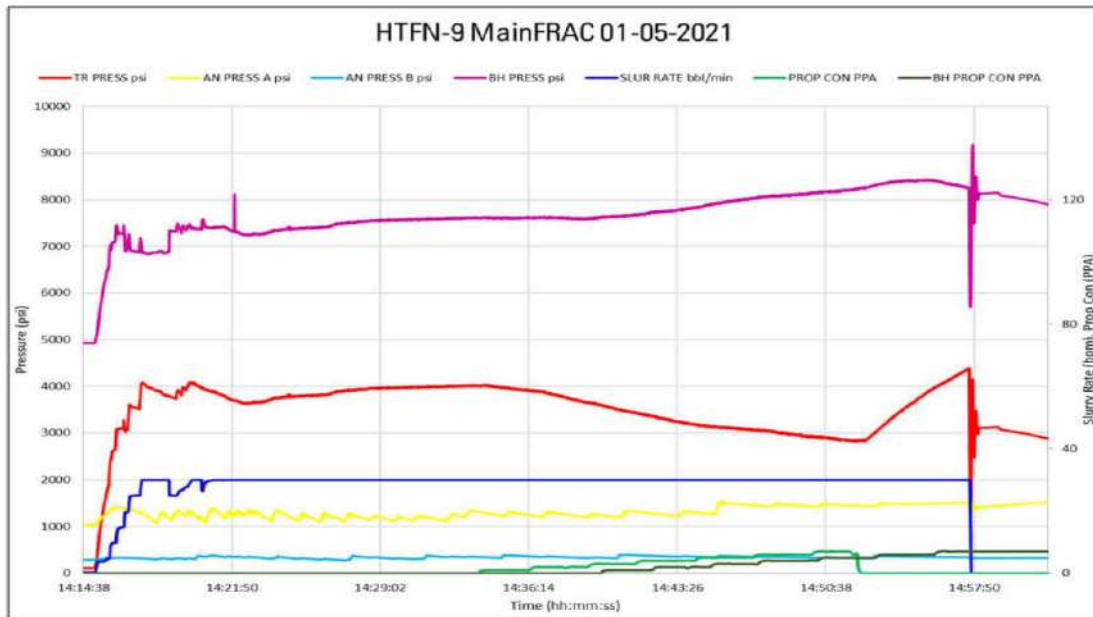


Figure III. 21 : Enregistrement complet du traitement principal HTFN9.

- **La calibration de pression**

La pression de fond calculée a été comparée à celle prédite à partir du modèle de fracture afin d'estimer les dimensions de la fracture et la distribution de l'agent de soutènement dans la fracture.

Photo pression de main frac après calibration

- **La géométrie de Main frac**

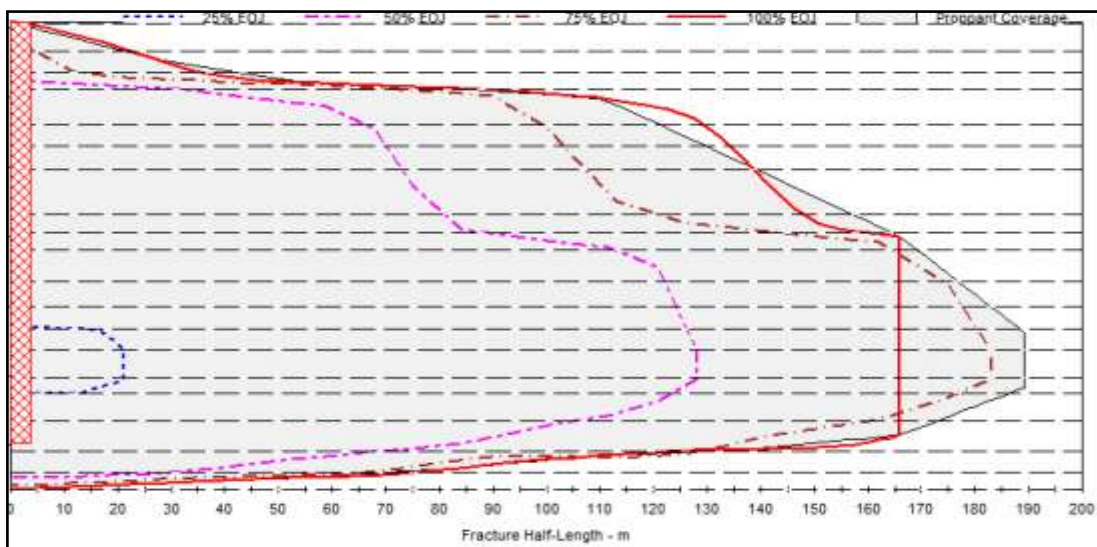


Figure III. 22. Profil de la fracturation après calibration de la pression.

Tableau III. 14: Géométrie de la fracture après le Mainfrac, HTFN9.

Description	Mètres
Longueur de la fracture	189.03 m
Largeur de la fracture	33.6 m
Sommet de la hauteur de la fracture	3355 m
Bas de la hauteur de la fracture	3390 m
Epaisseur moyenne	0.060 in

- **Evaluation de l'opération de fracturation**

Tableau III. 15: Premier jaugeages après fracturation.

Premier jaugeages après fracturation		
Dates	Avant la frac : 31/08/2020	Après la frac : 09/05/2021
Diamètre de la duse	$\Phi_{duse}=10\text{mm}$	$\Phi_{duse}=9\text{mm}$
Huile : Q_0 (m ³ /h)	1.55	6.07
Gaz : GOR (m ³ /m ³)	153	124
Eau : Q_w (l/h)	Injectée	0
	Récupérée	0
		239

III.3.6.Evaluation économique

En vue d'évaluer l'apport de la fracturation hydraulique, une évaluation économique s'avère nécessaire pour nous permettre de décider s'il y a lieu où non de poursuivre le traitement principal de la fracturation. Dans l'évaluation des coûts de cette opération, on peut considérer le coût lié à l'opération de fracturation hydraulique et délais d'amortissement de puits.

- **Le coût total de l'opération de puits HTFN9 : 350774 \$.**
- **Gain de l'opération**

D'après les données de jaugeage qu'on a obtenu après la fracturation on a :

- Le débit d'huile avant la fracturation $Q_{\text{Avant frac}} = 1.55$ m³/h.
- Le débit d'huile après la fracturation $Q_{\text{Après frac}} = 6.07$ m³/h.

- $\Delta Q = Q_{\text{Après frac}} - Q_{\text{Avant frac}}$
 $\Delta Q = 6.07 - 1.55 = 4.52 \text{ m}^3 / \text{h} = 108.48 \text{ m}^3 / \text{j}$

$$\Delta Q = 108.48 \text{ m}^3 / \text{j} = 682.31 \text{ bbl} / \text{j}$$

- **Calcul du coût en volume**

- Si on prend le prix moyen de baril du pétrole en 2021 est 75 \$

$$\text{Le coût en volume équivalent (bbl)} = \text{Le coût total de l'opération} / \text{Le prix de baril} \dots(29)$$

Tableau III. 16: Coût en volume équivalent (bbl).

Puits HTFN9	Coût total de l'opération	Prix de baril 40 \$	Prix de baril 50 \$	Prix de baril 75 \$	Prix de baril 100 \$
Le coût en volume équivalent (bbl)	350774	8769.35	7015.48	4677	3507.74

- **Le délai d'amortissement ou Pay Out Time**

$$\text{Délai d'amortissement} = \text{Le coût en volume équivalent} / \Delta Q \dots(30)$$

Avec : $\Delta Q = 108.48 \text{ m}^3 / \text{j} = 682.31 \text{ bbl} / \text{j}$

Tableau III. 17: Délai d'amortissement ou Pay Out Time.

Puits HTFN9	Prix de baril 40 \$	Prix de baril 50 \$	Prix de baril 75 \$	Prix de baril 100 \$
Délai d'amortissement (Pay Out Time) (Jours)	13	10	07	05

Discussion

Le puits devra produire à ce rythme 13 jours pour que le coût de l'opération soit amorti si prix de baril 40 \$, 10 jours si prix de baril 50 \$, 07 jours si prix de baril 75 \$ et 05 jours si prix de baril 100 \$.

III.3.7. Interprétation

- Dans le puits HTFN9, L'opération de la fracturation hydraulique est terminée avec succès et sans problèmes opérationnels, avec un gain de débit d'environ 5 m³/h. s.
- Le réservoir Quartzite Hamra contient de plusieurs drains (QH1, QH2, ..., QH6) on divise ces drains en trois groupes :
 - les drains avec des meilleurs caractères petro-physiques présentés par les drains QH2, QH3, QH4.
 - les drains avec un bon caractère petro-physiques présentent par le drain QH5.
 - les drains avec un mauvais caractère petro-physiques présentés par les drains QH1 et QH6.
- La carte structurelle du champ QH (rapport RDI HTFN 9) montre que :
 - HTFN est structurellement compliqué.
 - Les failles ne présentent pas de grands dévers sauf la faille située entre HTFN3 et HTFN7 qui est d'environ +/- 75 m.
 - Les tendances des failles de champ HTFN9 sont :
 1. La direction principale est NE/SW
 2. Directions mineures : ENE/WSW et WNW/ESE
 3. La distance entre le puits HTFN9 et la faille NE/SW située à l'ouest du puits est d'environ +/-190m
 - il y a deux failles géologiques.
 1. La première passe entre HTFN9 et HTFN11.
 2. La seconde est entre HTFN9 et HTFN12.

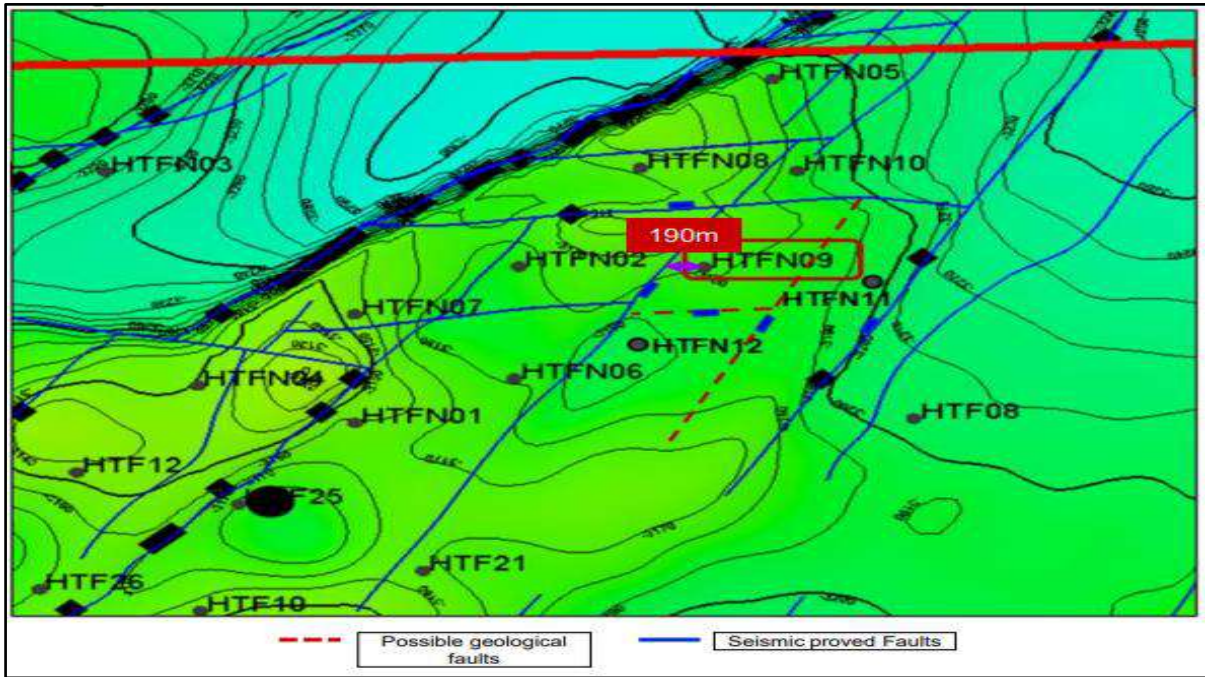


Figure III. 23. HTFN9 field structural map.

- **Orientation des contraintes**

HTFN9 montre des ruptures orientées N15 – N20 qui correspond à la contrainte horizontale minimale. La contrainte horizontale maximale est d'environ N290 – N285, alors orientation de la fracture est en parallèle avec orientation de la faille

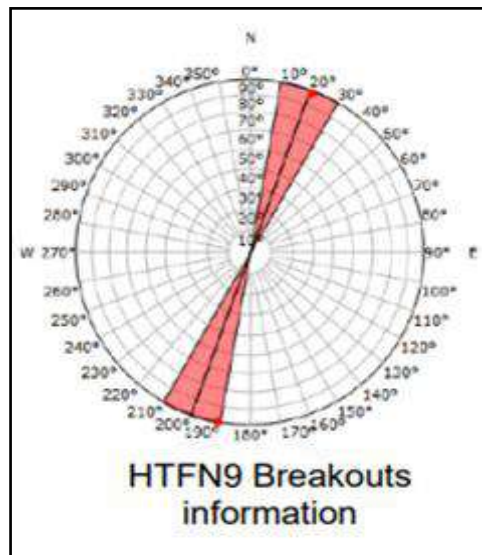


Figure III. 24.HTFN9 Breakouts

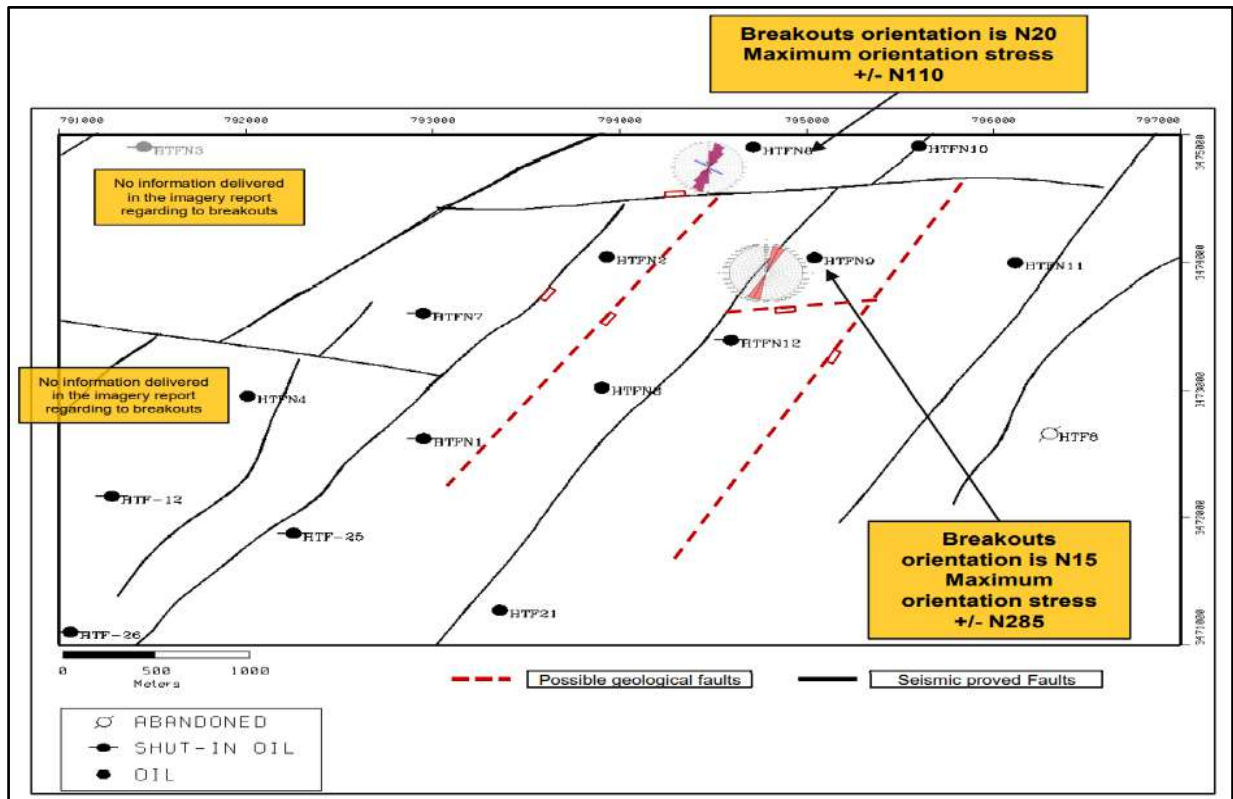


Figure III. 25. HTFN9 Break outs Orientation.

Remarque

Durant l’opération on garde toujours la pression d’injection supérieure à la pression de fermeture jusqu’au dernier stage de pompage pour éviter le problème de screen out.

III.4. Partie 2 case d'échec HTFN5

III.4.1. Historique

Le puits HTFN5 situé dans la partie Nord-est du périmètre de HTF figure. HTFN5 est un puits vertical en foré le 11/09/2015 dans le réservoir QH. Le DST réalisé a révélé une $PG=473.53(\text{kg}/\text{cm}^2)$, et $PFD=323.97(\text{kg}/\text{cm}^2)$ et $Q_0=12.31 (\text{m}/\text{h})$. Après le DST le puits a été laissé en open hole.

Le puit à commencer de produire en janvier 2016 avec un $Q_0=8.84 \text{ m}^3/\text{h}$, $GOR=130$.

Entre l'année de 2016 et 2017 on a une chute de début d'huile de 8.84 jusqu'à 4(m^3/h) et un GOR de 136.79 à 106. Durant cette année le puit à été entretenu avec du nettoyage à l'eau traité et réformât naphta xylène mais sans amélioration de potentiel.

À la fin de l'année 2017 le Snubbinga été réalisé dans le but de descente une crépine suit à la production des cailloux, après cette opération le puits a perdu sa production à cause de l'invasion de la boue utilisée lors des travaux SNB.

Afin de récupérer le potentiel du puits, une opération de frac type (Skin bypass) a été réalisé le 07/04/2018, le puit a repris à son potentiel de 3.7, et il a continué à produire avec cette cadence jusqu'à l'arrêt total à la fin de l'année 2019, des traitements matriciels au Naphta-Xylène et un autre avec Mudacidsont effectués sans résultat.

En 2020 le puit a été sélectionné comme candidat de frac, (aucune production durant l'année 2020-2021).

En 21/12/2021 l'opération du frac a été appliquée mais sans résultat (la production nul jusqu'à maintenant).

III.4.2. Localisation dupuits

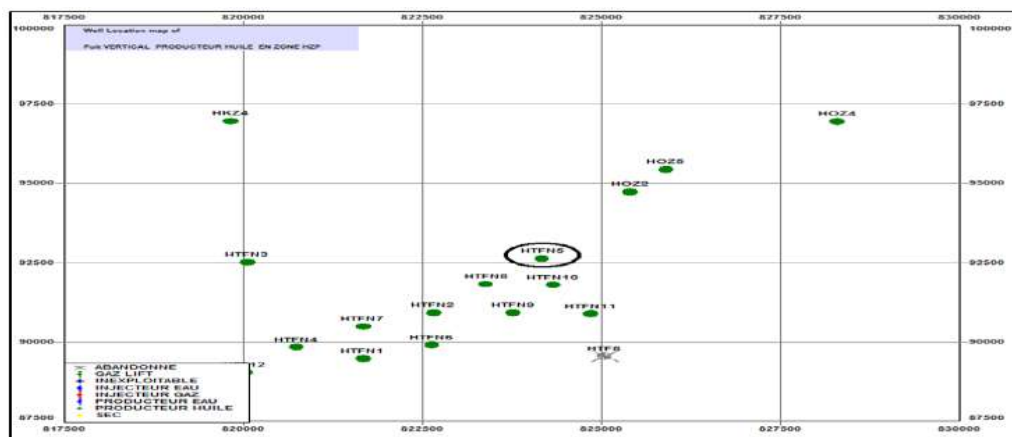


Figure III.25. Localisation du puit HTFN5.

III.4.3. Etude de la faisabilité de la fracturation hydraulique sur le puits HTFN5

Avant de sélectionner la candidature d'un puits pour la fracturation hydraulique plusieurs facteurs doivent être pris en considération qui sont énumérés ci-dessous :

- **Evaluation de la qualité pétrophysique du réservoir**

Le réservoir de HTFN5 (QH) est tight, les propriétés pétrophysique du QH sont moyenne à faible en raison de l'étanchéité du réservoir ($k= 0.88$ md, porosité 9%, volume de shale 8%). L'épaisseur nette de la couche productrice est 74m, répartir entre les couches (QH4, QH3, QH2).

- **Evaluation de l'architecture et l'intégrité du puits**

Le puit HTFN5 a été complété avec un tubage 9"5/8 BTC P110 47#, un tubage 7" NV P110 32#, un liner pré-perforé 4"1/2 et un tube de production 4"1/2 NV P110 13.50#. La diagraphie CBL montre que la qualité du ciment sur un seul tubage 7" (3242 – 3375 m) est bonne. (Voir figure l'annexe).

- **Evaluation du potentiel et de la performance du puits**

L'interprétation des données DST en 2015 à montre que le model de réservoir est homogène avec 2 faille (l'une à 4.8 et l'autre à 21 m de distance).

Le DST a montré un débit d'huile de 12,31 m³/h avec une pression du réservoir de 473,53 kg/cm², un IP médiocre (0,088 m³/h/bar) et une peau positive (-0.446) indiquant une bonne qualité du réservoir.

L'interprétation des données DST en 2015 à montre que le model de réservoir est homogène avec 2 faille (l'une à 4.8 et l'autre à 21 m de distance).

Le puit a subi à une chute de potentiel du 12.31 m/h jusqu'à 1.9m³/h à la fin de l'année 2019 après la production devinée à zéro.

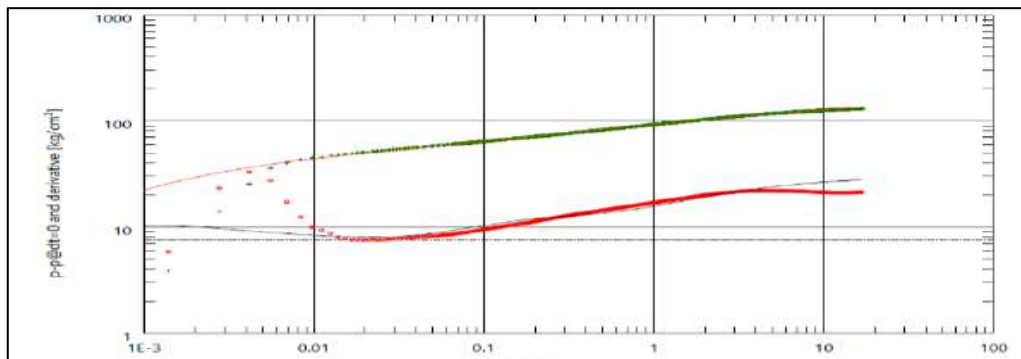


Figure III.26. Interprétation les données de DST de puit HTFN5.

Les données des mesures de DST et de pression du puits est résumé dans les tableaux suivant :

Tableau III. 16. Les données de mesures DST.

<i>DonnéesDST</i>		<i>DonnéesDST</i>	
Paramètres	<i>BU : 05/11/2015</i>	Model	<i>BU : 05/11/2015</i>
<i>KH (md.m)</i>	162	<i>Option de model</i>	<i>Model de bordure</i>
<i>Skin</i>	-0.446	<i>Model de Puit</i>	<i>Model de bordure</i>
<i>K (md)</i>	2.19	<i>Model de réservoir</i>	<i>Homogène</i>
<i>Q (m³/h)</i>	21.31	<i>Model de bordure</i>	<i>Faille croisée</i>
<i>Pg (kgf/cm²)</i>	473.53		
<i>PFD (kgf/cm²)</i>	323.97		
PI (kg/cm2)	470.65		

En 2020 une mesure par PFS montré une pression du réservoir de l'ordre de 292,07 kg/cm², mais le débit d'huile est toujours faible.

Cette chute de pression dans HTFN5 s'accompagne de la chute de pression des puits voisins aussi. Mais ils restent produits toujours bien. (Voir la figure).

- **Evaluation de la pression de réservoir de HTFN5 et les puits voisins**

Selon le graphe ci-dessous qui représente l'évolution de la pression de réservoir QH dans le puit HTFN5 et ses voisins on observe que les puits sont communicants est la pression de réservoir en 2021 est estimée de 270 kg/cm²

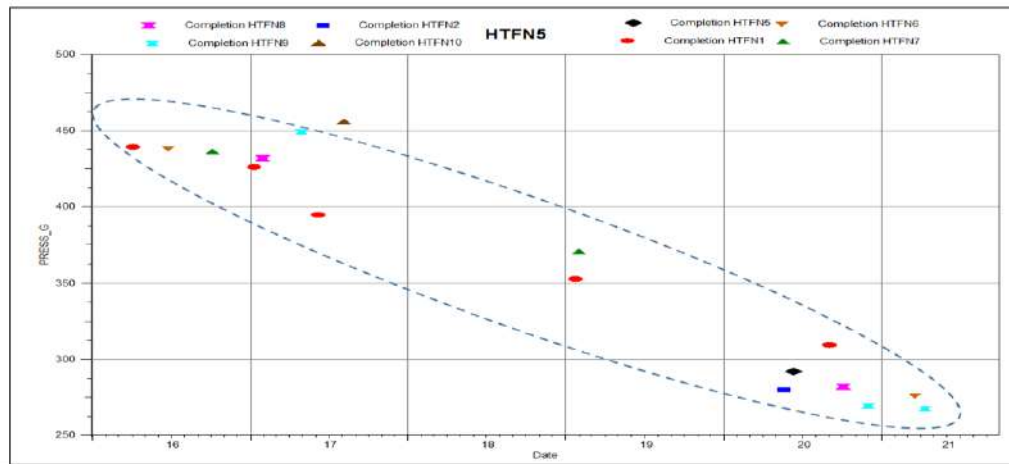


Figure III.27. Les pressions de réservoir de HTFN5 et les puits voisins.

- Evaluation de comportement et de performance des voisinages

Le tableau ci-dessus représente les données des puits voisin de HTFN5

Tableau III.17. Les données des puits voisin de HTFN5.

Well	Status	HF	Last Pressure Test			Last Production Test						
			Type	Date	PG (kg/cm ²)	Date	Oil (m ³ /h)	GOR	Eau/rec (m ³ /h)	Eau/inj (m ³ /h)	Wor	Wcut (%)
HTFN2	Producteur Huile	-	BU	20/05/2020	280	02/03/2021	3.19	80	0	0	0	0
HTFN14	Producteur Huile	-	DST	10/09/2020	334.1	10/01/2021	2.4	45	0	0	0	0
HTFN8	Producteur Huile	-	BU	04/10/2020	282	11/02/2021	4.76	150	0	0	0	0
HTFN10	Producteur Huile	-	PFD	24/12/2017	-	01/03/2021	4.39	120	0	0	0	0
HTFN11	Producteur Huile	11/07/20	PFS	07/07/2020	327.75	12/12/2020	2.39	108	0	0	0	0
HTFN12	Producteur Huile	30/08/19	PFS	01/01/2021	258.55	27/06/2020	3.15	39	0	0	0	0

Révision de l'historique des opérations sur le puit.

Plusieurs opérations d'intervention sur le puit ont été effectuées entre 2018 et 2021 afin de récupérer son potentiel tel que :

- ✓ Des contrôles de fond avec des outils de grattage manutentionnés avec les unités Wireline.
- ✓ Des nettoyages de fond avec l'Acid HCL 7.5%, l'eau traitée et le reformat à travers le Coiled tubing.
- ✓ Un traitement matriciel avec la mixture Reformat / Xylène.
- ✓ Un traitement matriciel avec le Mud Acid.

Mais sans pouvoir restaurer le potentiel du puits.

- **Evaluation Géomecanique de la roche du réservoir**

Afin de déterminer les contraintes au niveau du réservoir et les paramètres mécaniques de la roche telque le module de young et le coefficient de poisson,un profile des contraintes a été établi dans le puit au niveau du réservoir (Figure 27).

Selon le profil des contraintes les intervalles correspondantsaux zones à faible stress dans le réservoir sont au niveau du QH4, QH5, la partie basale du QH3 et la partie médiale du QH2.

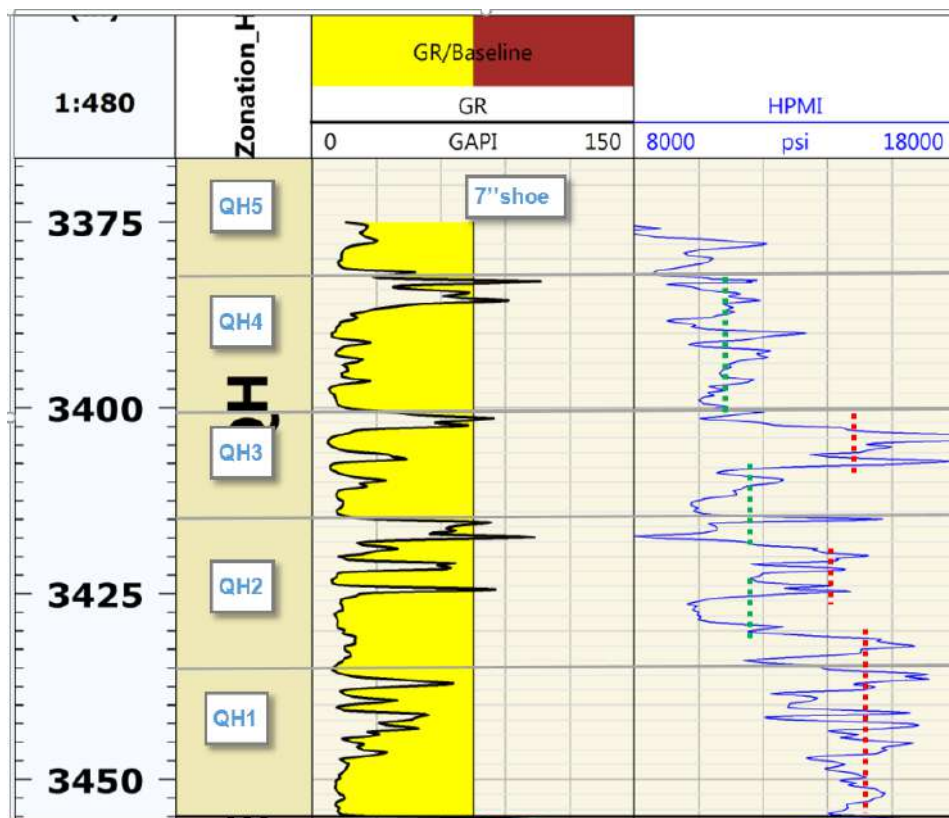


Figure III.28. Le profil des contraintes du puit HTFN5.

- **Simulation de la production après la fracturation hydraulique (Analyse nodale)**

La simulation du puits avec le modèle de fracture hydraulique IPR et afin d'optimiser la taille de la fracture, une sensibilité sur plusieurs demi-longueurs de fracturation XF et largeurs WF en fonction du flux de production a été réalisées, les résultats sont présentés ci-dessous.

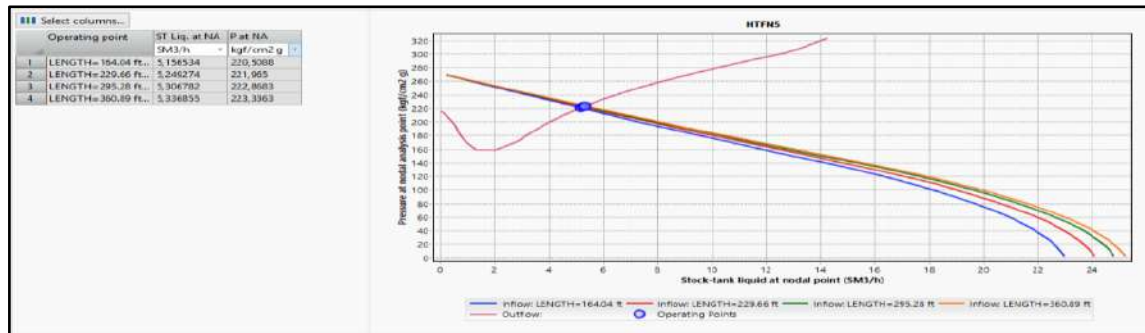


Figure III.29. Simulation de la production en fonction de la demi-longueur de la fracturation.

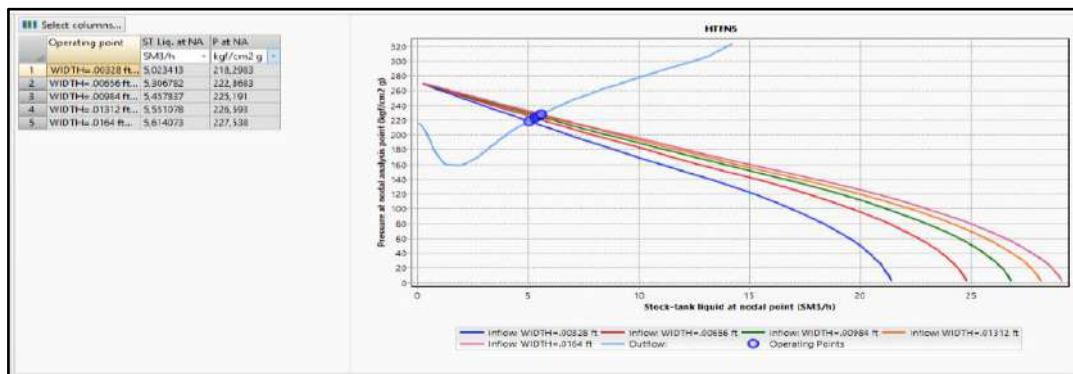


Figure III.30. Simulation de la production en fonction de la largeur de la fracturation.

À partir de l'analyse nodale, il a été recommandé d'effectuer une opération de fracturation hydraulique sur HTFN5 de taille moyenne 89 k lbs (pour avoir $XF = 100$ m et $WF = 2,5$ mm) avec un agent de soutènement HSP 30/50 - 20/40, et concentration finale de 8 PPA.

III.4.4. Programme de la Fracturation hydraulique de puits HTFN5

- **Préparation**
 - ✓ Acid pré-Frac
 - ✓ Test des espaces annulaire pour frac
 - ✓ Bouchon de sable.
- **Test d'injectivité**
 - ✓ Fluide : eau traitée.
 - ✓ Remplissage du puits.
 - ✓ Injection de Xylène
 - ✓ Fluide : reformat.
 - ✓ Débit : 5.3 bpm.
 - ✓ Volume : 3990 gallons

- **Shadow frac**
- ✓ Fluide : Selon compagnie de service
- ✓ Après la préparation du gel, s'assurer de la bonne qualité et vérifier le temps de réticulation en fonction du volume du puits et du débit de pompage.
- ✓ Une fois que tout est prêt, passez au pompage :

Tableau III.18. Stage de pompages.

step	volume (gallons)	Rate (bpm)
Linear gel (pre-pad)	1 125,6	0-25
Linear gel (pre-pad)	10 231,2	25
Linear gel (flush)	7 194,6	25

- **Shut-in :**

Après l'arrêt de pompage, fermer les vannes de surface et continuer à enregistrer les pressions jusqu'à ce que la pression de fermeture de la formation soit détectée et confirmée.

- **Température Log**

La température est enregistrer 4 heures après la fermeture pour déterminer la hauteur

- **Main Frac**

Objectif :QH

Selon l'expérience des puits voisins (HTFN12 et HTFN11), faire une fracturation hydraulique d'une taille moyenne

Une concentration maximale d'environ 7 PPA, proppent HSP 20/40 et un débit de 25 bpm sont recommandés.

III.4.5. Déroulement de la fracturation hydraulique du puit HTFN5

L'opération de fracturation du puits HFTN5 a été réalisée en trois jours, et les résultats obtenus ont permis d'établir un design du traitement principal (Main frac), qui a été exécuté le troisième jour.

a) Préparation du puit pour la fracturation

- Nettoyage du puit avec l'eau traitée, l'HCL 7.5% et mixture naphta/xylene
- Remplissage de la colonne du puits avec l'eau traitée,

Teste de pression des espaces annulaires du puit comme suit

- L'annulaire 4"1/2 x 7" x 9"5/8 à 2000 psi

- L'annulaire 9"5/8 x 13"3/8 à 1200 psi

b) Test d'injectivité (Le 04/12/2021)

Avant l'opération Mini frac, des tests de pression sont effectués sur lignes de surface à des pressions supérieures aux pressions de traitement.

Le test d'injectivité a été lancé par le pompage de l'eau traitée et le réformat (tableau ci-dessous). Pendant le test d'injection le débit de pompage a été arrivé 26 bbl/min avec une pression en tête de 5370 psi, le test d'injection a été suivi par :

Tableau III.19. Stage de pompage de teste d'injectivité.

Opération	Type de fluide	Volume injecté (gal)
Remplissage du puit	Eau traitée	7812
Squeeze Reformat	Reformat	7133
Déplacement de reformat	Eau traitée	16338

La figure suivante représente les différentes pressions enregistrées lors du test d'injectivité.

La pression de (Break down) a été estimée 10400 psi. L'objective de l'injection de réformat et éliminée les asphaltées.

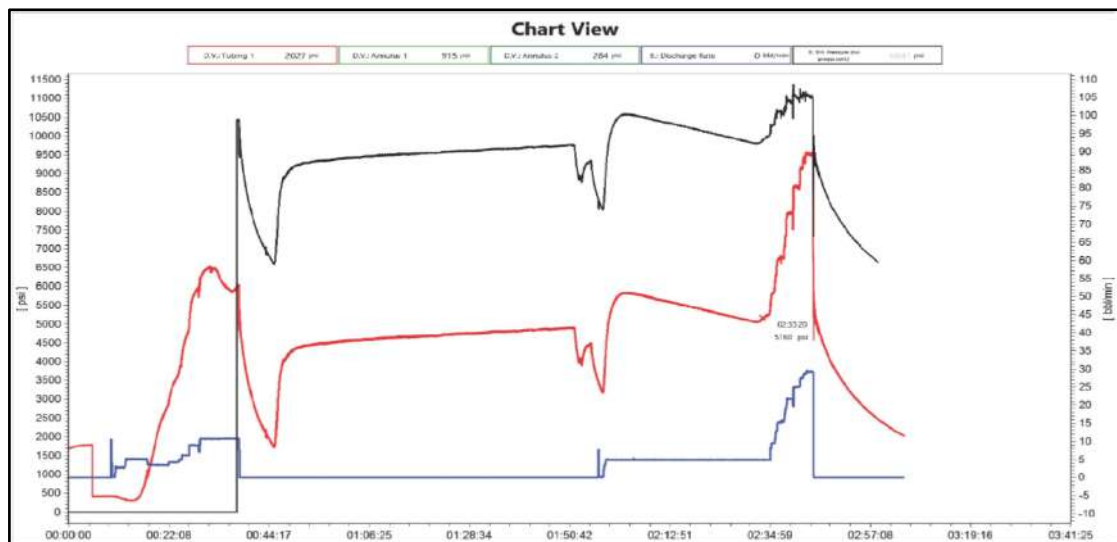


Figure III.31. Test d'injection et réformat de HTFN5.

c) Mini frac

L'opération a été commencée par le pompage d'un pré-pad de 3620 gallons de gel linéaire avec un débit maximum de 25 bbl/min suivi par 20160 gallon du gel réticulé (Crosslinked) et chassé par environ de 12222 gallons du gel linéaire, ensuite le

le pompage a été arrêté et la pression de déclin contrôlée afin d'obtenir (ISIP) et la pression de fermeture de la fracture.

Après la fermeture, l'enregistrement de déclin de pression a été analysé, en utilisant la fonction-G. La pression de fermeture de Mini frac a été estimée à 8100 psi, avec une efficacité de fluide correspondant de 30.6 % (Estimée par logiciel). La figure suivante représente les différentes pressions enregistrées lors du Shadow Frac.

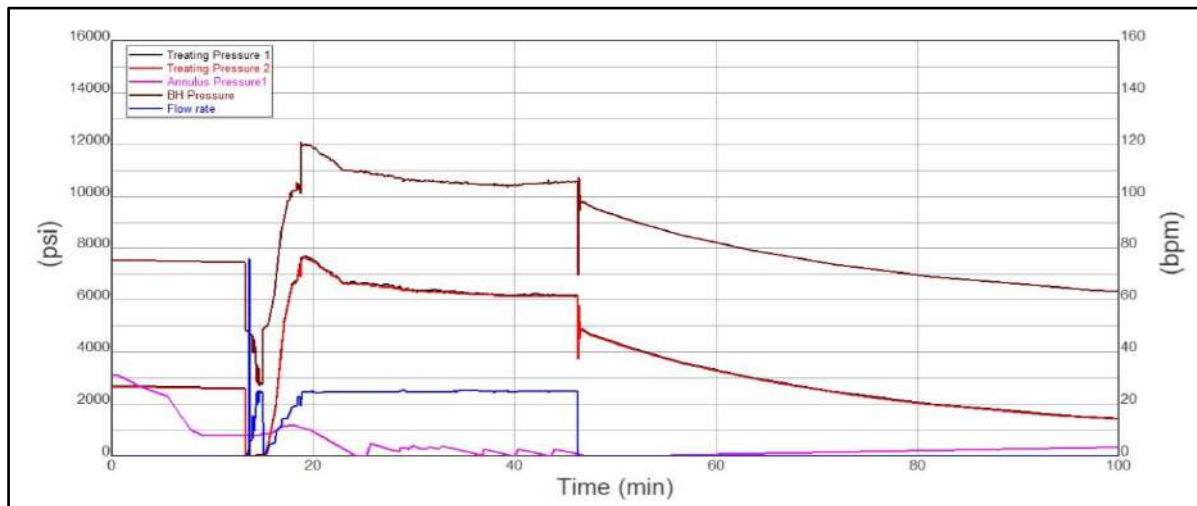


Figure III.32. Enregistrement du test de Minifrac d'HTFN5.

Le tableau ci-dessous résume l'ensemble des données du Mini frac.

Tableau III.20. Stage de pompage de teste Mini frac.

Opération	Type de fluide	Volume injecté (gal)
Pré-pad	35# Gel	3620
Pad	Spectra Frac G® 3500	20160
Fluide de déplacement	35# Gel	12222

Interprétation des courbes de déclin de pression (analyse de l'essai de mini frac)

Les données de déclin de pression du mini frac ont été analysées pour déterminer la pression instantanée de fermeture, la pression de fermeture de fracture, la pression nette, l'efficacité de fluide et son coefficient de filtration (leak off).

- **Le log de température**

Un log de température a été exécuté quatre heures après le shadowfrac pour but de déterminer l'initiation (localisation) de la fracturation dans le réservoir ce qui nous permet

d'obtenir la hauteur de la fracture (h_f). Ces renseignements décident s'il y a lieu ou non de poursuivre et dans quelles conditions le traitement du puits par fracturation hydraulique.

Interprétation de thermo log

Le log de l'enregistrement des données a montré un refroidissement principal à partir de 3372.61 jusqu'à 3408 mètres, Alors il a montré que la fracture sera confinée dans la zone ciblée. Figure 32

$$H_f = 3408 - 3372.61 = 35.39 \text{ m}$$

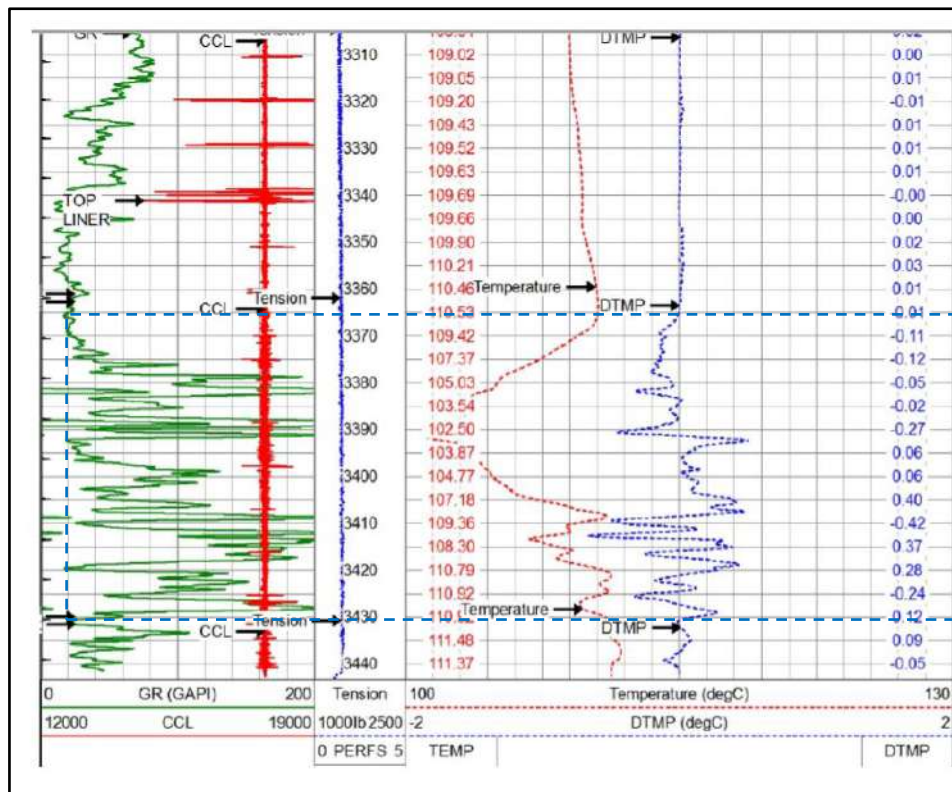


Figure III.33. Le log de température du puit HTFN5.

D'après le log de température enregistré au-dessus, on déduit les paramètres suivants de la fracture :

Tableau III.21. Le géomètre de frac après le Mini frac HTFN5.

Paramètres	Valeurs
Hauteur totale de la fracture (h_f) (m)	65
Profondeur du sommet de la fracture (m)	3365
Profondeur du fond de la fracture (m)	3430

- **Pression de fermeture (Pc)**

Calcul La pression de fermeture (PC) par la méthode de (G- fonction)

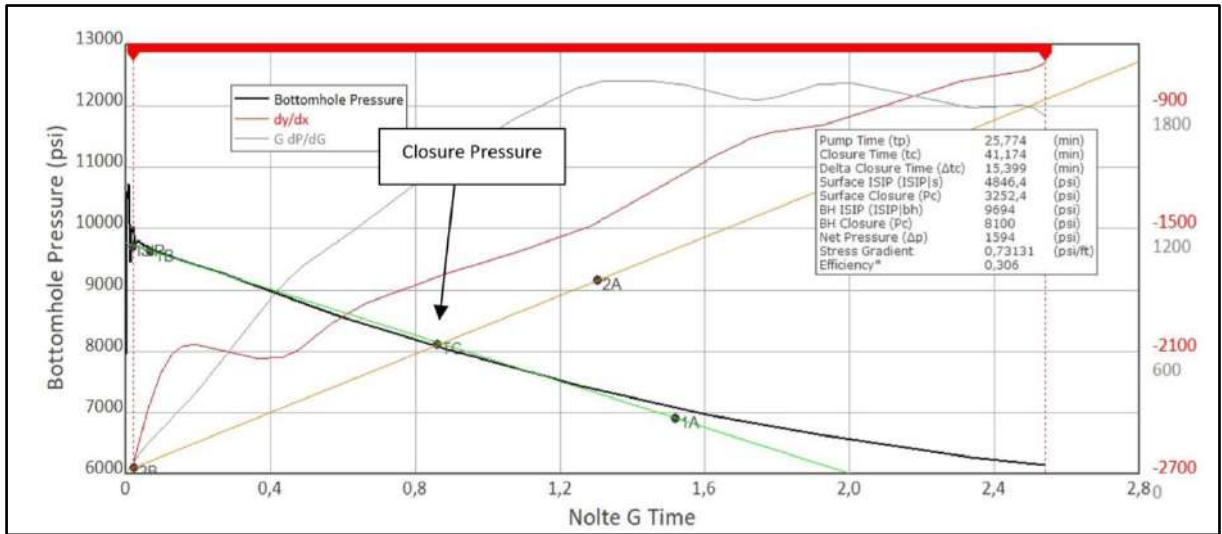


Figure III.34.Détermination de la (PC) par la fonction-G, Minifrac HTFN5.

- **Gradient de fracturation (Gf)**

Le gradient de fracturation (G_F) estimé est : $G_f = 0.88 \text{ psi/ft}$

- **Pression instantanée de fermeture (ISIP)**

A partir de ce graphique généré par le logiciel, La valeur de l'ISIP calculée est :

ISIP BH = 9614 psi
ISIP surface= 4846 psi

- **Dernière pression de pompage (LPP)**

A partir de ce graphique généré par le logiciel, La valeur de l'ISIP calculée est :

LPP BH=10600 PSI
LPP surface=6168 PSI

A partir de graphique généré par le logiciel, valeur calculée est :

$P_c = 8100 \text{ psi}$

- **Pertes de charge**

Pression	Valeur
Pert de charge au fond de puits (psi)	800
Pert de charge dans les pipes (psi)	493
Pert de charge total (psi)	1293

- **Pression Net de la fracture (Pnet)**

$$P_{net} = 1700 \text{ psi}$$

- **Volume de la fracturation (Vf)**

On a:

$$F. E = \frac{\text{volume injecté}(V_i)}{\text{volume de la fracturation}(V_f)}$$

$$F. E = 0.306$$

$$V_i = 36002 \text{ gallons}$$

$$V_f = \frac{36002}{0.306} = 11771.24 \text{ gallons}$$

$$V_f = 11771.24 \text{ gallons}$$

- **La calibration de la pression**

Model input

Les données d'entrée du simulateur de fracturation provenaient de diverses sources. La contrainte de fermeture dans l'intervalle de fracture, ou la contrainte horizontale minimale, a été calibrée à la pression de fermeture dérivée de l'analyse de mini fracturation et les couches de délimitation ont reçu des valeurs typiques de contrainte basées sur la teneur relative en argile de la lithologie.

Les principales entrées du simulateur sont résumées ci-dessous.

Tableau III.22. Les données de modèle input.

Gradient de stress vertical, psi/ft	1.05
Module de Young	7.2
Coefficient de poisson	0.29
Coefficient de Leakoff/min	0.0016

Le simulateur de fracture utilisé pour l'adaptation de la pression était le modèle de Meyer. La pression de fond de puits dérivée des données enregistrées a été comparée à celle prédite par le simulateur, comme indiqué dans le graphique suivant.

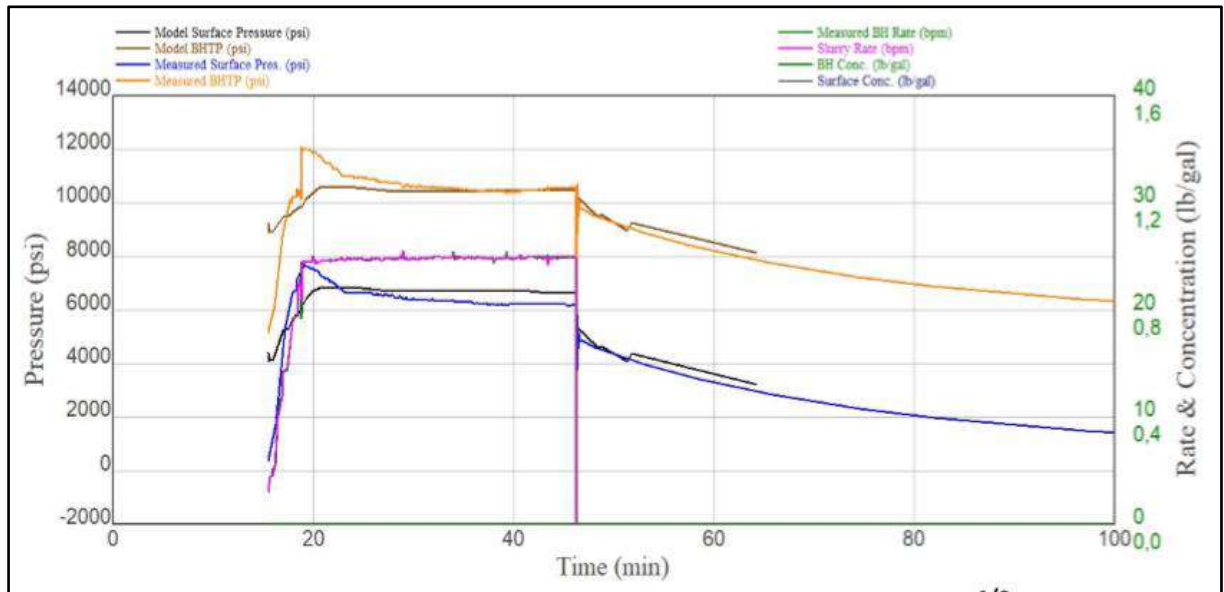


Figure III.35. Calibration de la pression de minifrac.

Les données ont été appariées en utilisant un coefficient de leakoff total de 0,02 ft/min^{1/2}

- La géométrie de la Minifrac

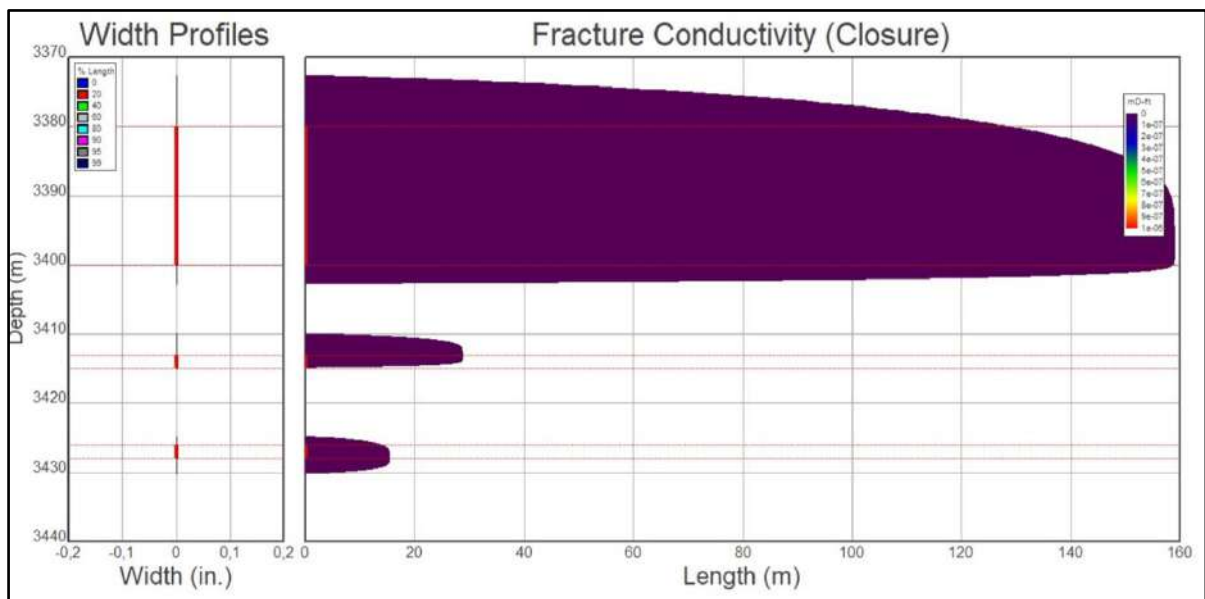


Figure III.36. Profil de la fracturation après la calibration de la pression.

Tableau III.23. Le géomètre du facteur après calibration.

Paramètres	Valeurs
Hauteur totale de la fracture (h_f) (m) après calibration	30.19
Profondeur du sommet de la fracture (m)	3372.61
Profondeur du fond de la fracture (m)	3402.8
La longueur (m)	158
La largeur (m)	0.0066

d) Main frac

Le traitement principal de Main frac a été repensé sur la base d'une analyse des données de Mini frac.

Tableau III.24. Stage de pompage de Main frac.

Résumé de fluide	Type de fluide	Volume (gals)
Pre pad	35# Gel	4,578
Pad	Spectra Frac G® 3500	22,050
Fluide pour proppant	Spectra Frac G® 3500	53,363
Fluide de déplacement	35# Gel	7,098
Résumé de proppant	Type de proppant	Volume (gals)
Volume des proppant dans la surface	Sinterball 30-50	15000
	Sinterball 20-40	68500
Volume des proppant dans le fond	Sinterball 30-50	22400
	Sinterball 20-40	64000

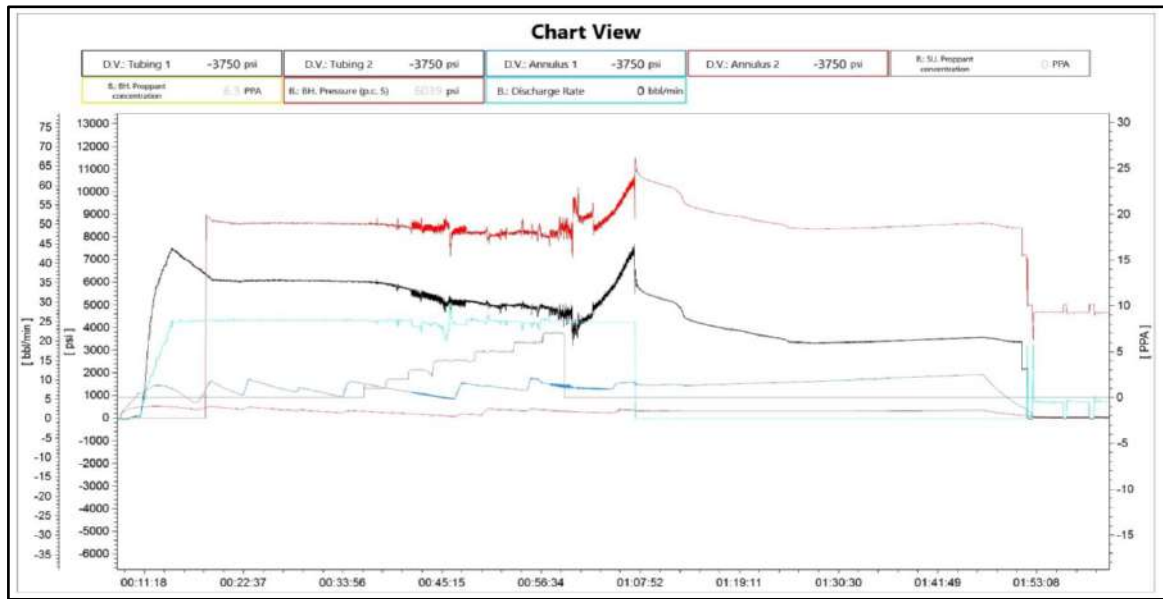


Figure III.37. Enregistrement du test de mainfrac d’HTFN5.

La pression maximale au fond du trou est de 10 800 psi, alors que la pression maximale du mini frac est de 10 600 psi,

- **La calibration de pression**

La pression de fond calculée a été comparée à celle prédite à partir du modèle de fracture afin d'estimer les dimensions de la fracture et la distribution de l'agent de soutènement dans la fracture.

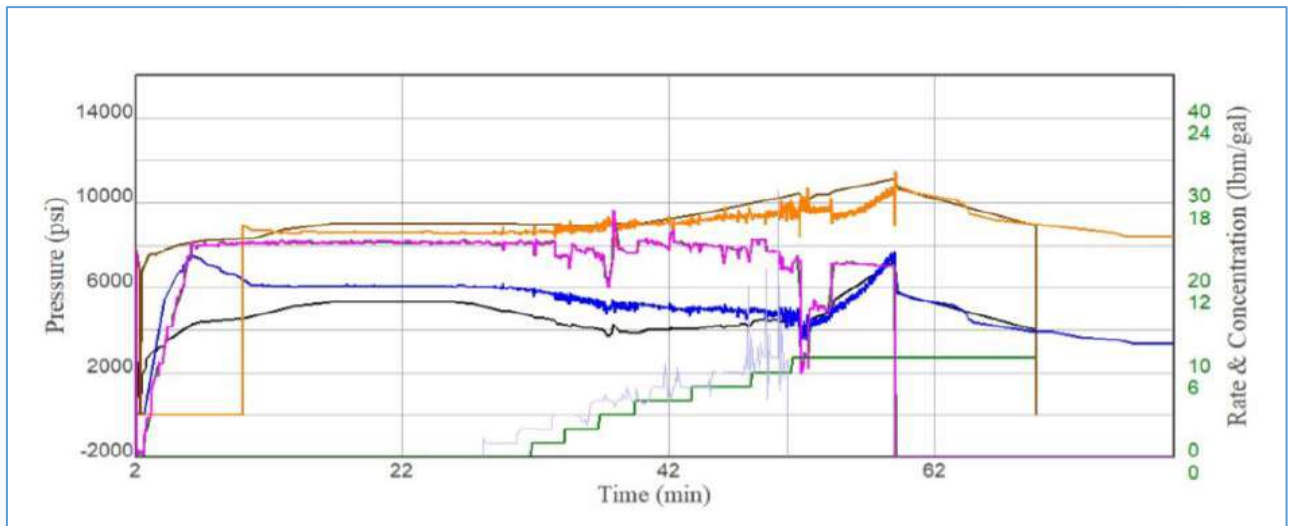


Figure III.38. Pression de mainfrac après calibration.

Ci-dessous le graphique de la distribution de la concentration prévue d'agent de soutènement dans la fracture et de la conductivité de la fracture dans la zone payante selon le modèle effectué après la calibration.

La géométrie de Mainfrac

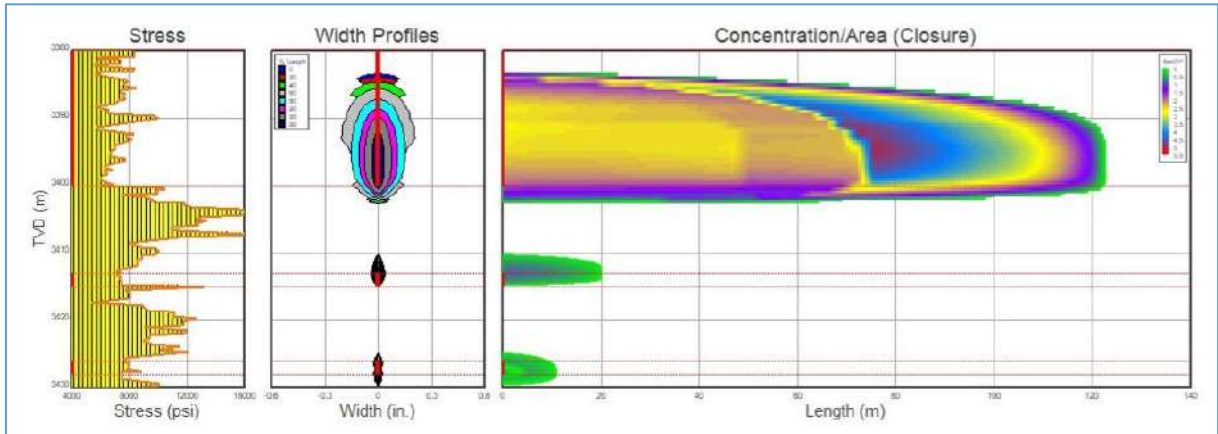


Figure III.39. Profil de la fracturation après calibration de la pression.

Tableau III.25. La géométrie de la fracture après la calibration HTFN5.

Paramètres	Valeurs
Hauteur totale de la fracture (h_f) (m)	19.7
Profondeur du sommet de la fracture (m)	3383
Profondeur du fond de la fracture (m)	3402.7
La longueur (m)	122.8
La largeur (m)	0.0035

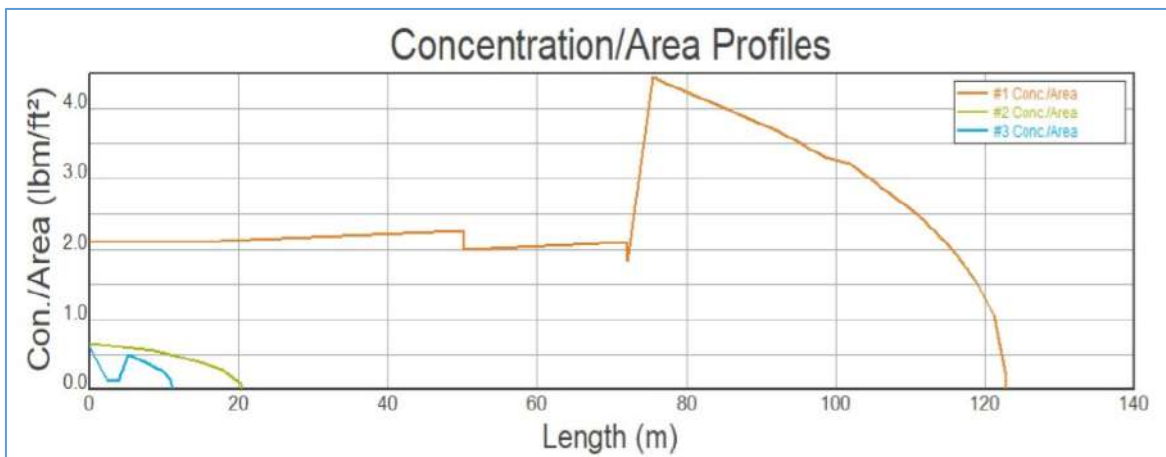


Figure III.40. Profil de conductivité de la fracturation.

Les données de fracture principale ont été appariées au simulateur en utilisant un coefficient de leak-off total de 0,005 ft/min^{1/2} en supposant une fracture conventionnelle à deux ailes.

- **Evaluation de l'opération de fracturation**

Tableau III.26. Jaugeage avant et après la fracturation.

Jaugeages avant et après fracturation		
Dates	Avant la frac : 31/08/2020	Après la frac : 09/05/2021
Diamètre de la duse	$\Phi_{duse}=9.53$ mm	$\Phi_{duse}=9$ mm
Huile : Q_0 (m³/h)	1.99	00
Gaz : GOR (m³/m³)	92	00
Eau : Q_w (l/h)	Injectée	0
	Récupérée	0
		180

III.4.6. Evaluation de l'étude économique

Le coût total de l'opération de puits HTFN5: 850774 \$,et on a pas un gain de débit (débit après la fracturation est nul) ,alors on a pas une récupération de cout de l'opération.

III.4.7. Evaluation de la fracturation hydraulique

L'opération de la fracturation hydraulique est terminée avec succès et sans problèmes opérationnels.

La fracture a propagé principalement vers QH4 et a ciblé exactement la zone d'intérêt ce qui a été validée par les résultats de fracturation hydraulique précédents (avril 2018) et le profil de stress, la fracture. (Voir la figure ci-dessous).

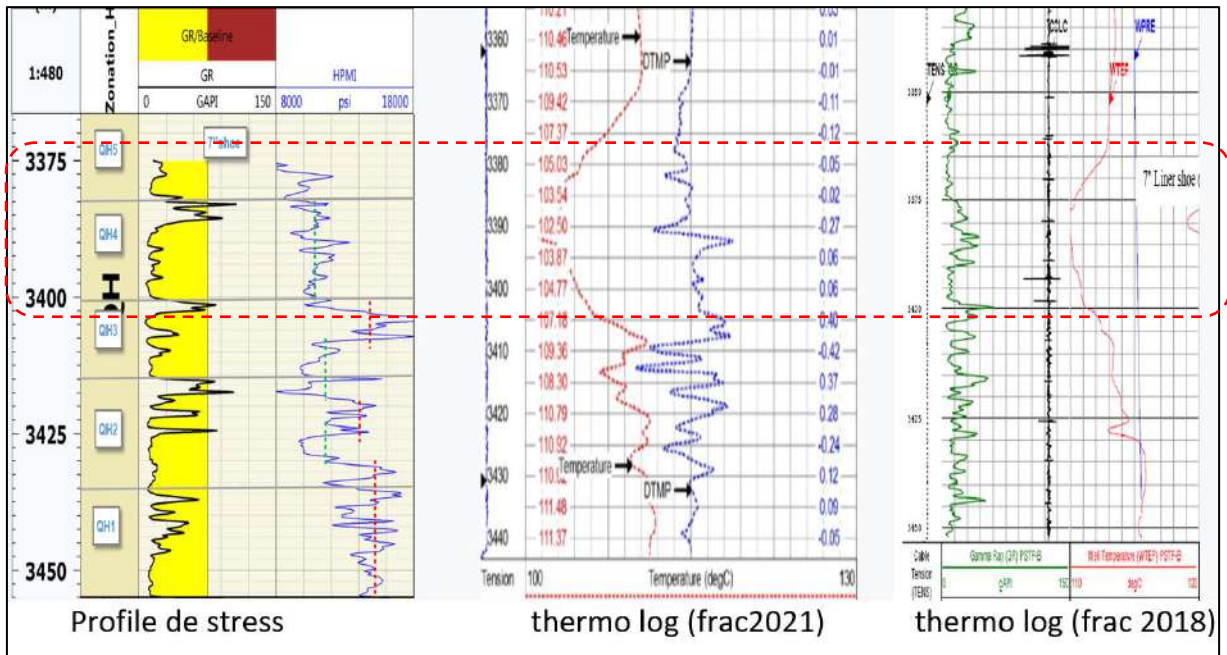


Figure III.41. La comparaison entre profile de stress et thermo loge de la frac 2018/2021.

Après la frac le puits a été nettoyé avec Coiled tubing pour dégager les fluides de frac et le reste du proppant, suivi par 07 tentatives du kick off pour démarrer le puits et évaluer sa production,

Le dernier kick off a donné 90% d’huile et 10% de l’eau mais avec une pression faible par rapport au pression des lignes de surface alors le puits n’a pas encore démarré comme estimé et reste toujours fermé.

Un test de salinité a été effectué au laboratoire pour l’eau récupérée pendant le dernier Kick off a confirmé que c’est de l’eau de fluide de la fracturation, alors d’autres kick off sont programmés sur le puits jusqu’à le retour de l’huile 100% et le démarrage du puits

Tableau III.27. L’ensemble des opérations de nettoyage de puits HTFN5.

Type d'opération	La date	Pression en tête	Type de fluide en retour
Clean Out # 01	07/12/2021	0 bars	Fluides de frac
Clean Out # 02	08/12/2021	0 bars	Fluides de frac + traces d'huile
Kick Off # 01	09/12/2021	0 bars	50% huile + 50% Fluides de frac
Kick Off # 02	10/12/2021	5 bars	60% huile + 40% Fluides de frac
Kick Off # 03	12/12/2021	5 bars	50% huile + 50% Fluides de frac
Kick Off # 04	16/12/2021	0 bars	60% huile + 40% Fluides de frac
Kick Off # 05	21/12/2021	5 bars	85% huile + 15% eau
Kick Off # 06	24/01/2022	5 bars	80% huile + 20% eau
Kick Off # 07	05/04/2022	7 bars	90% huile + 10% eau

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, en premier lieu, on a fait en une étude statistique sur les puits fractures dans le champ HassiTerfa après on a étudié les puits HTFN9 et HTFN5 dont les principaux résultats et recommandations sont les suivants :

✚ Partie 01. Puits HTFN9

1. Le log de température a montré clairement que le refroidissement de 3,355 mètres au sommet de bouchon du sable à 3,390 mètres (35 mètres d'hauteur)
2. La pression de fermeture de la roche c'est 6100 psi et efficacité de 18%
3. Le fracturant traitement principal a placé 75900 livres de 20/40 High strength proppant (HSP) dans la formation à une concentration du proppant maximale de 8 ppg.
4. Ces résultats obtenus confirment la réussite de l'opération avec un gain de débit d'environ 5 m³/h. s.

✚ Partie 02. Puits HTFN5

1. Le log de température a montré clairement que le refroidissement de 3365 mètres au sommet de bouchon du sable à 33430 mètres (65 mètres d'hauteur)
2. La pression de fermeture de la roche c'est 8100 psi et efficacité de 36%
3. Le fracturant traitement principal a placé 83500 livres de 20/40 et 30/50 High strength proppant (HSP) dans la formation à une concentration du proppant maximale de 7 ppg.
4. Malgré les résultats obtenus confirment la réussite de l'opération mais il n'y a pas un gain de débit.

La fracturation hydraulique à Hassi Terfa, a connu une évolution technique remarquable, et nous a permis d'acquérir une expérience inédite dans le domaine de son utilisation comme moyen de stimulation.

conclusion général

Conclusion générale

Conclusion générale

La fracturation est considérée comme la solution optimale pour stimuler un puits du but de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent d'améliorer le débit de production.

Cette technique est conçue dans notre travail afin de faire une étude statistique sur l'ensemble des puits fracturés dans le champ Hassi Tarfa et d'étudier les puits HTFN9 et HTFN5.

Dans le champ HTF on a un total de trente et neuf (39) puits forés, sur les trente-neuf puits on comptabilise seize (16) opérations de fracturation hydraulique menées à terme (Shadow Frac & Frac), et les quatre (04) autres sont annulées.

Dans l'opération de fracturation hydraulique du puits HTFN9 est terminée avec succès, après avoir bien interpréter les données DST et les paramètres pétro physiques du puits, faire une simulation par PIPISIME, et calculer les données nécessaires du déroulement de l'opération tels que (la pression de fermeture par les méthodes de G-fonction et squar root, ISIP, LPP, le type de frac par la méthode de NOLTE, le temps de pompage) et comparer à celles du simulateur SOFTWARE.

Le puits HTFN9 est d'avoir un gain de débit d'environ 5 m³/h, et une récupération de coût de l'opération pendant quelques jours, se confirment la réussite de l'opération. Par contre malgré la réussite de la fracturation opérationnellement, mais il n'y a pas un gain de débit à améliorer et une récupération de coût de l'opération dans le cas de puits HTFN5.

Les résultats des différentes étapes des calculs effectués se rapprochent de ceux obtenus sur le simulateur (SOFTWARE), mais le design établi sur ce dernier reste toujours le plus précis, car il repose sur des modèles proposés qui ont toujours une marge d'erreur, et que l'outil informatique essaye de minimiser l'erreur.

Par ailleurs, la méthode de NOLTE, basée sur les bilans matières et l'analyse du déclin de pression après shut-in, apparaît comme une bonne approche, car elle est une sorte de synthèse des travaux déjà effectués antérieurement. Autrement dit, pour bien maîtriser les logiciels (simulateurs) qui traitent la fracturation hydraulique, il est important de comprendre et de maîtriser la méthode de NOLTE manuellement.

Recommandations

Recommandations

- Pour le bon déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique, certaines recommandations doivent être prises en considération à savoir.
- Afin de prévoir le type de design soit fracturation hydraulique ou bien un skin bypass, il est impératif de bien définir la cause de la chute du potentiel du puits. Car si elle est causée par la faible conductivité du réservoir cela nécessite une fracturation hydraulique (d'où il faut obtenir une grande profondeur de frac X_f) par contre si elle est dû au colmatage à grande épaisseur du wellbore après WO par exemple cela nécessite un skin bypass (d'où il est nécessaire d'avoir une largeur w_f et hauteur H_f , et une petite profondeur X_f). Pour cela le design sera différent en ce qui concerne le volume du gel injecté et la disposition des propants. Exemple dans notre cas le puits HTFN9 devrait être désigné en skin by-pass.
- Vaut mieux reprendre quelques puits en shorts radius dans les drains à bonnes caractéristiques pétrophysiques pour augmenter le contact puits-réservoir donc une bonne alimentation du puits tout au long de plus de 400 m même que les QH sont une roche bien consolidée. Comme le cas de plusieurs puits repris en SR au champ HTF qui ont donné un bon résultat. Dans notre cas d'étude le puits HTFN9 est un candidat pour SR dans le drain Q5 où la partie a de bonnes caractéristiques.
- Lors d'une opération de fracturation, il faut prendre en considération si le puits ou bien ses voisins connaissent des formations fréquentes de dépôts organiques comme le cas de HTFN5. Dans ce cas le gel de l'opération peut causer des dépôts organiques par refroidissement du fluide dans la fracture elle-même (entre propants) où aussi son filtrat dans les pores du réservoir. Plusieurs tentatives de traitements matricielles au réformat (gasoil qui dessous les asphaltes) avec squeeze dans la formation devraient être programmées pour remédier à ce phénomène.
- Il est impératif de faire après chaque opération de fracturation hydraulique, des tests laboratoires pour s'assurer de l'efficacité des produits utilisés pour l'opération sur tout le gel.
- Il est recommandé de faire une mesure build up après chaque opération de fracturation hydraulique pour confirmer la réponse d'écoulement linéaire dû à la faille au niveau du réservoir.

Recommandations

- Prendre en considération le réseau des failles, toutes les données pétrophysiques et les résultats de l'interprétation du welltest pour bien définir l'emplacement du puits vis à vis au type du réservoir, avant de procéder à une fracturation hydraulique
- Prendre en considération les valeurs du module de young et coefficient de poisson donc les contraintes de chaque puits dans l'étude du frac.
- Actuellement, la formule de contrainte minimale utilisée dans le champ de HTF pour le réservoir QH est la formule empirique $85\%S_o$ (S_o saturation en l'huile) appliquée à Hassi messaoud pour le réservoir cambrien depuis toujours. Il est recommandé d'utiliser la formule connue de la contrainte minimale qui prend en considération la pression de gisement, le coefficient de poisson pour chaque puits et la contrainte tectonique du champ Ou bien il est nécessaire de développer une formule empirique pour ce champ qui est considéré comme un nouveau réservoir indépendant du réservoir hassi messaoud tout en se basant sur les résultats précédents des puits fracturés et en utilisant des logging de micro-frac lors des forages des nouveaux puits.
- Suite à la chute énorme de la pression de gisement ainsi que la chute du GOR de quelques puits, ces derniers seront exploités en gas-lift par l'installation des autoboost actuellement en attendant de les raccorder au réseau du gas lift (projet en cours).
- Les QH ont des caractéristiques d'un réservoir tight d'où la bonne et longue durée d'exploitation des puits doit se faire en maintenant le réservoir comprimé car ce dernier a un comportement d'éponge (il se dégonfle rapidement). Pour cela il fallait depuis le début exploiter les puits avec des diamètres minimaux des duses qui ne dépassent pas les 9 à 10mm.

1. ABID Abdelmoumene . EVALUATION DU RESERVOIR QUARTZITES HAMRA DANS LE CHAMP DE HASSI TERFA POSSIBILITE DE DEVELOPPEMENT PAR DES DRAINS HORIZONTAUX, Projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering IAP 2018
2. dBIICIP – Avril 2007- Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens de pourtour du Hassi Massaou (volume I, III, IV) Doc, SONATRACH.
3. CHELBI S -1990. Synthèse géologique sur le permis Hassi d'Zabat, Exploration/ Hassi Massaoud SONATRACH.
4. Doc sonatrack irara Hassi Massoud-service géologue
5. **BOUAKLINE O, ELHAICHAR M (2013)** « Amélioration de l'effet de l'endommagement (skin) par l'acidification » » Thèse d'ingénieur, université Bombardes, pp 2
6. **ADJRAD.Y** (évaluation d'une fracturation hydraulique puit TFT 290) mémoire fin d'étude. Université de boumerdace
7. **13 BOUKHERISSA M (2008)**; «Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action », Thèse de doctorat de l'Université
8. **CHIBANE R (2013)** « Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui » IAP.
9. **DJELTI F (2012)** ; « contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes » Thèse de Magister. Université du Aboubakr Belkayed. Tlemce
10. [33] Stimulation, Dowell Schlumberger, Edition limitée
11. **Economides, M. J. and Nolte, K. G. (eds.) (2000)**. «Reservoir Stimulation», third edition. New York, New York: John Wiley.
12. **BOUZIANE. K (2018)** (stimulation des réservoirs d'hydrocarbure) mémoire fin d'étude université de boumerdece
13. **LE TIRANT P, GAY L (1972)** « Association de recherche sur les techniques d'exploitation du pétrole », TECHNIP, 334 pages
14. **Comptes rendus du troisième colloque ARTFP** : Pau, 23-26 septembre 1968
15. **Halliburton USA. (2005)**. Choosing Fracturing Sand To Optimize Permeability
16. Fracturation hydrolique program HTFN9 (2021) division production IRARA
17. Design-execution-evaluation hydraulique fracturing report HTFN9 (2021) schlumberger hassi messaoud

18. **MERABTI. I** (Fracturation hydrolique program HTFN5) (2018) division production IRARA
19. **BAHEDDI. K** (Fracturation hydrolique program HTFN5) (2021) division production IRARA
20. **ZAHAL.F** HYDRAULIC FRACTURE TREATMENT POST JOB REPORT HTFN5 (2021) BJSP hassi mesaoud

Annexe :

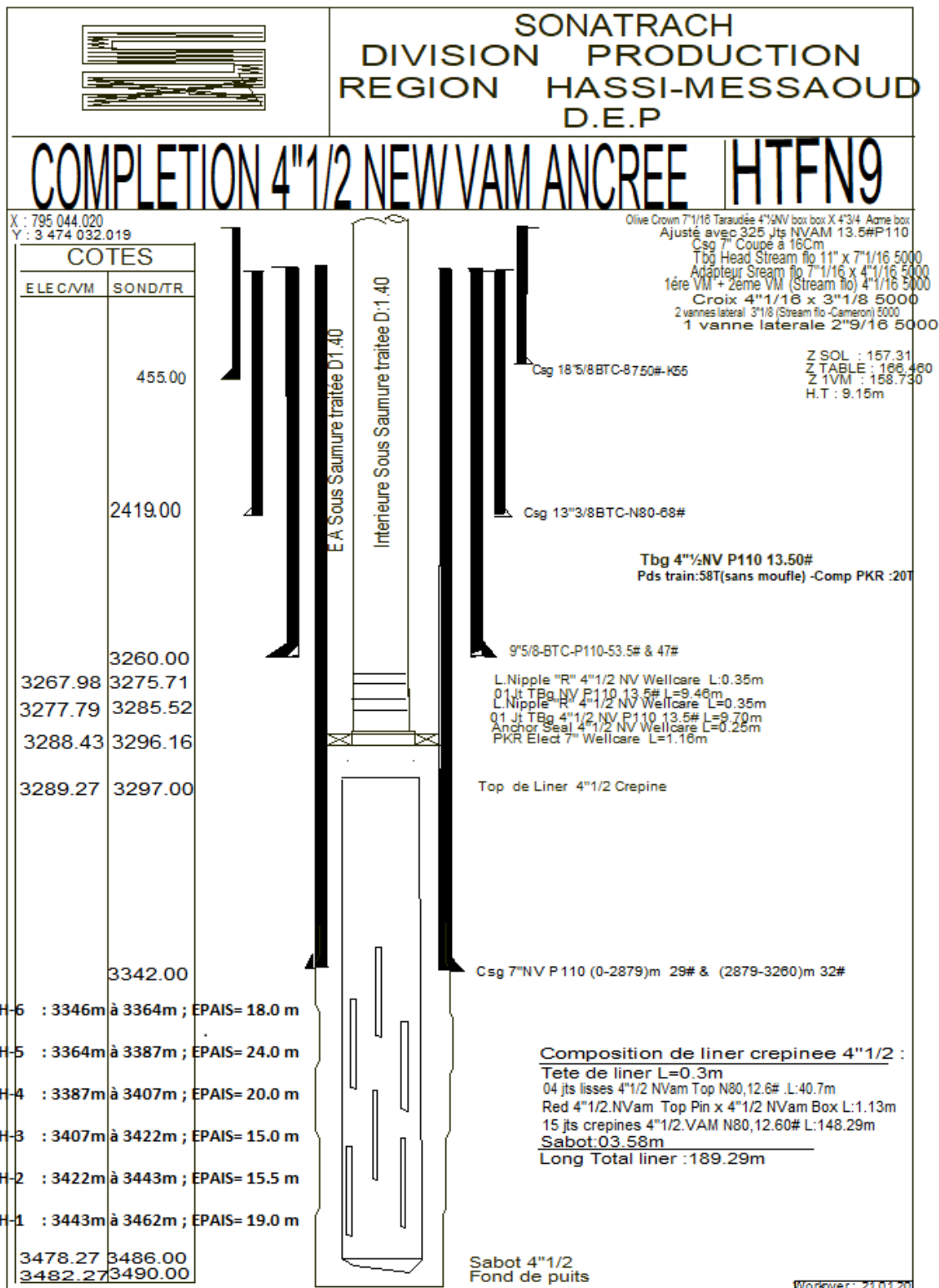


Figure 1 : Complétion de puits HTFN9

Tableau 1 : Les tests de production de puits HTFN9

PUITS : HTFN9

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée	
25/04/2017	9.53	-	15.63	879.97	56	142	10	4.28	.793		-	-	-	40	0.5258	0	0	-
30/08/2017	10	1440	14.35	1118.29	78	91	39.5	39.77	.79		-	-	-	36	0.4	0	0	-
07/10/2017	10	-	10.58	1778.58	168	88	34	4.28	.79		-	-	-	36	0.5246	0	0	-
09/12/2017	10	-	8.7	1285.40	148	70.6	41.2	5.71	.793		-	-	-	27	0.5121	0	0	-
06/02/2018	10	1440	7.94	1169.35	147	63.2	43.1	5.71	.791		-	-	-	23	0.5023	0	0	-
14/03/2018	10	1440	9.29	597.30	64	69.2	50.1	51.09	.795		-	-	-	26	0.4701	0	0	-
19/06/2018	10	Vx40	7.84	1400.17	179	57.7	11.6	--	.795		-	-	-	34.7	0.4643	0	0	-
02/07/2018	10	1440	7.86	1032.62	131	57.6	11.9	4.28	.789		-	-	-	33	0.4622	0	0	-
03/09/2018	10	Vx40	7.15	1180.06	165	51	13	--	.8		-	-	-	27	0.4501	0	0	-
16/10/2018	10	Vx40	6.77	1077.96	159	46.1	12.7	--	.794		-	-	-	31	0.4299	0	0	-
04/12/2018	10	Vx40	6.43	1065.71	166	42.2	11.8	--	.798		-	-	-	22	0.4141	0	0	-
24/12/2018	10	Vx40	6.21	1007.89	162	43.9	11.7	--	.802		-	-	-	18	0.4458	0	0	-
23/01/2019	10	Vx40	5.84	952.75	163	41.1	11.3	--	.801		-	-	-	16	0.4439	0	0	-
02/03/2019	10	1440	5.75	2519.54	438	43.2	11.1	4.28	.796		-	-	-	24	0.474	0	0	-
07/05/2019	10	1440	5.36	777.41	145	40	11.4	4.28	.801		-	-	-	22	0.4705	0	0	-
30/06/2019	10	600	5.54	1225.16	221	39	11	4.69	.798		-	-	-	27	0.4444	0	0	-
09/08/2019	10	1440	3.66	794.29	217	31.8	11.8	11.62	.786		-	-	-	40	0.5476	0	0	-
09/09/2019	10	Vx40	5.84	971.90	167	39.8	11.5	--	.796		-	-	-	32	0.4303	0	0	-
26/10/2019	10	1440	5.27	644.63	122	35.5	11.3	11.11	.782		-	-	-	27	0.4247	12.5	0	-
31/08/2020	10	-	1.55	236.66	153	13.6	10.2	--	.792		-	-	-	34	0.5531	0	0	-
09/05/2021	9	1440	6.07	749.80	124	51.4	10.6	10.35	.79		-	-	-	27	0.4421	54	0	-
07/08/2021	9	1440	5.16	554.88	108	45.5	11.9	--	.782		-	-	-	39	0.4601	0	0	-
24/10/2021	9	1440	4.77	559.75	117	40.8	10.4	10.2	.786		-	-	-	26	0.4463	0	0	-
29/11/2021	9	1440	4.3	482.27	112	40.8	9.9	4.3	.795		-	-	-	24	0.4956	0	0	-
22/01/2022	9	1440	4.74	379.50	80	39.3	10	9.72	.793		-	-	-	12	0.433	0	0	-

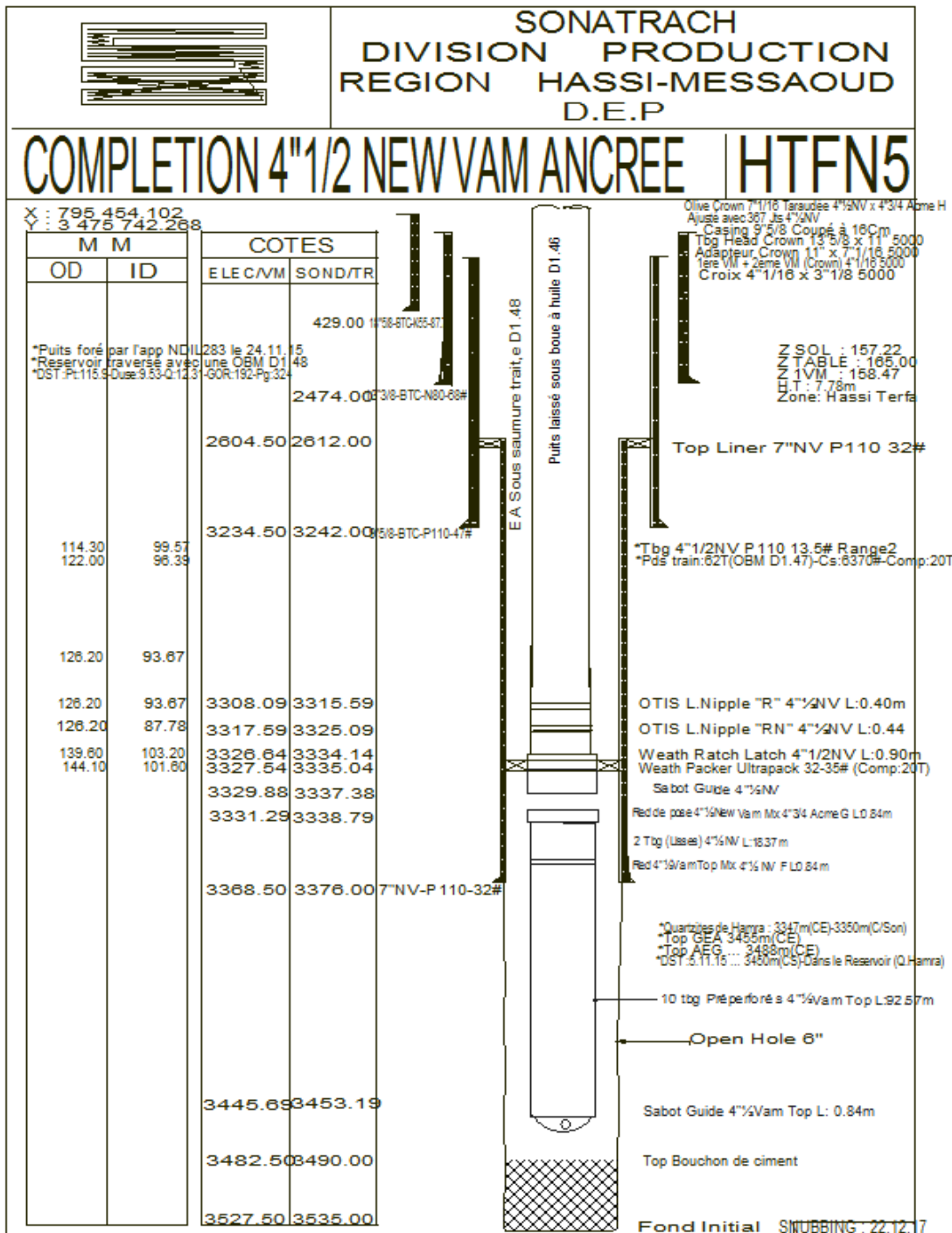


Figure 2 : complétion de puits HTFN5

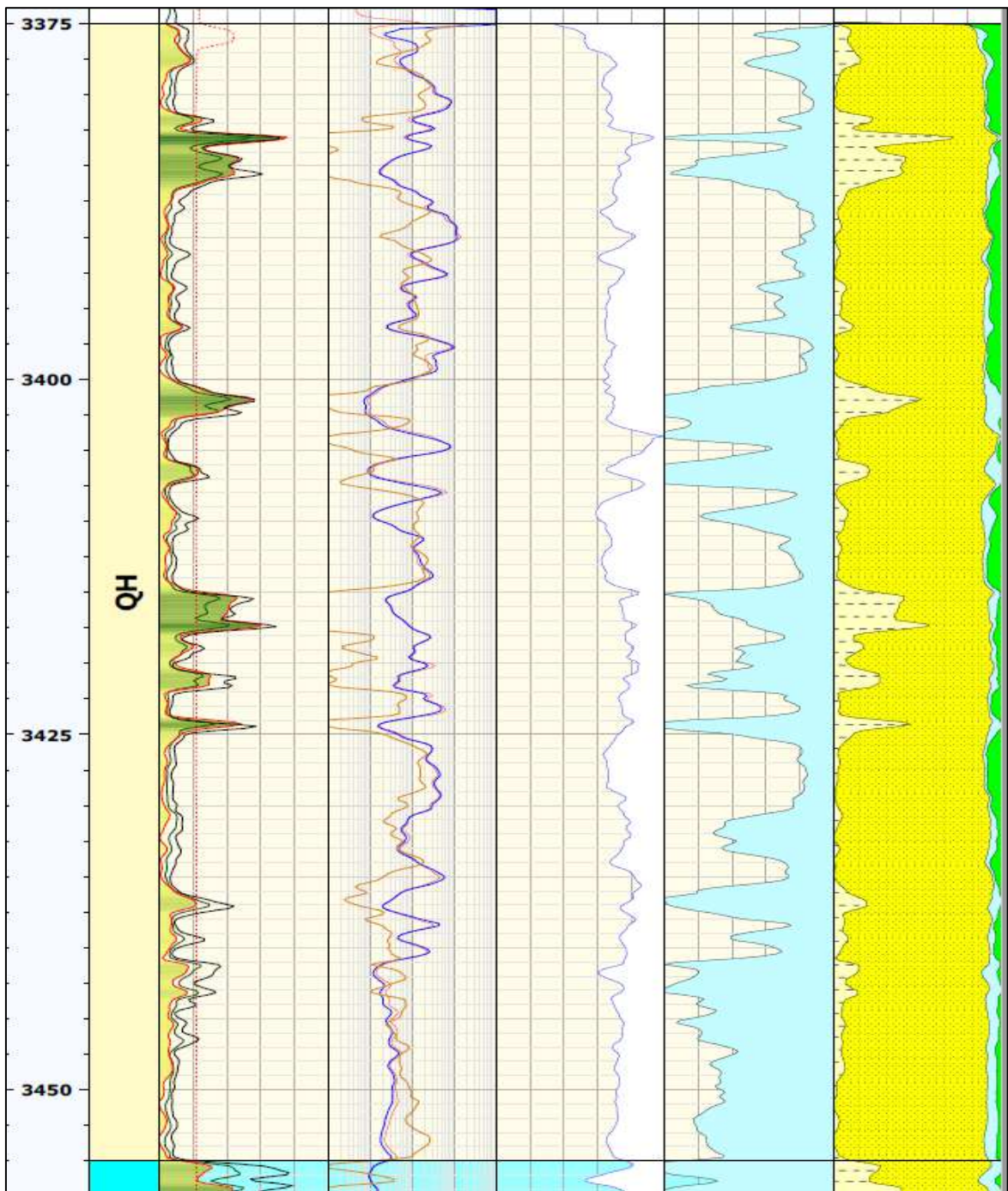


Figure 3 : Log pétrophysique de puits HTFN5

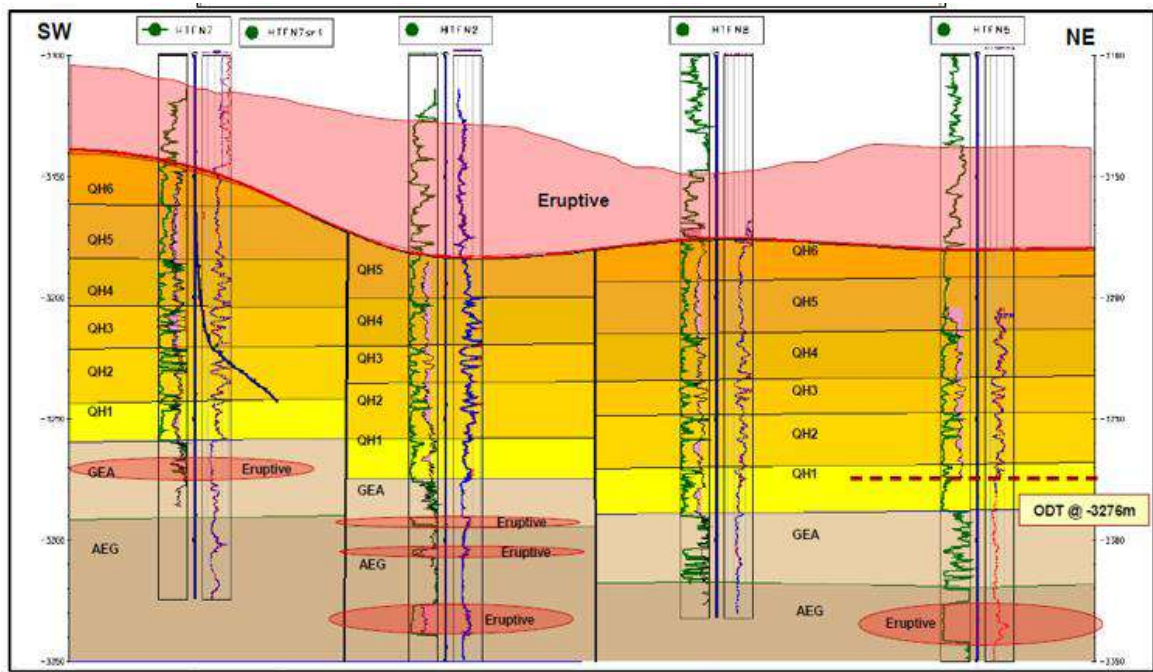


Figure 4 : Coorelation des puits voisin de puits HTFN5

Tableau 2 : Les tests de pression de puits HTFN5

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	05/11/2015	473.53	323.97	115.9	Huile 12.31	.088	--	57	117	6.42	9.53	Test realisee dans les QH ,PG @-3280 m,PFD@-3135.37 m.
PFD	25/09/2016	null	240.02	49.26	Huile 5.94	--	--	-	-	-	9.5	PFD@-3166.53
PFD	21/10/2016	null	235.95	47.65	Huile 4.11	--	--	-	-	-	9.5	PFD@-3168.53
PFD	27/01/2017	null	217.2	38.21	Huile 5.03	--	--	-	-	-	9.5	PFD@-3169.51
PFS	11/06/2020	292.07	--	57.27	--	--	--	-	-	-	-	Interface eau-huile à 3386.6m (Réel)Soit @-3228.4m (Abs),P(interface)=285.2kg/cm ² ..



Figure 5 : Les différentes taille de proppant



Figure 6 : LES différentes concentration de gel avec les proppant



Figure 7 : Mixer le gel avec les proppant